

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения села Болдыревка в Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

О.В.Колесникова

Руководитель

профессор, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В.Мясоедов

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 бакалаврской работе студентки Колесниковой Ольги Викторовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения с.Болдыревка в Амурской области

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24 января 2017 \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор схемы электроснабжения и обоснование, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Бакалаврская квалификационная работа содержит 9 рисунков, 26 таблиц, 93 формулы, 3 приложения, 21 источник и 6 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания: 24 октября 2016г.

Руководитель бакалаврской квалификационной работы: Ю.В.Мясоедов профессор к.т.н.декан энергетического факультета

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

Задание принял к исполнению (дата): 24 октября 2016г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 91 с., 9 рисунков, 26 таблиц, 93 формулы, 21 источник, 8 приложений.

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

В данной бакалаврской работе рассмотрен вариант реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Болдыревка» и близлежащих поселков «Завитинского района» Амурской области. Выполнен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов ТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35/10 кВ «Болдыревка». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового двух обмоточного трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслонаполненного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика потребителей ПС «Болдыревка»	8
2 Анализ существующей схемы электроснабжения 10 кВ	9
3 Климатическая характеристика местности	13
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	15
5 Выбор мощности трансформаторов ТП	21
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ТП	24
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Болдыревка»	27
7.1 Определение мощности компенсирующих устройств	28
8 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС «Болдыревка»	30
9 Расчет токов короткого замыкания	33
10 Выбор оборудования ПС «Болдыревка»	42
10.1 Выбор выключателей 35, 10 кВ	42
10.2 Выбор разъединителей 35 кВ	44
10.3 Выбор трансформаторов тока 35, 10 кВ	45
10.4 Выбор трансформаторов напряжения 35, 10 кВ	48
10.5 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ	50
10.6 Выбор жестких шин 10 кВ	51
10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
11 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	58
12 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	59
12.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	63
12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	64
13 Защита от прямых ударов молнии ПС «Болдыревка»	68
14 Расчет сети заземления 70	
15 Оценка надежности питания ПС «Болдыревка»	73

16 Защита силовых трансформаторов ТМН 1000/35	78
16.1 Защита от перегрузки	78
16.2 Максимальная токовая защита	78
Заключение	80
Библиографический список	81
Приложение А Расчет нагрузок КТП	83
Приложение Б Расчет мощности трансформаторов КТП	85
Приложение В Расчет нагрузок на стороне ВН КТП	86
Приложение Г	87
Приложение Д	88
Приложение Е	89
Приложение Ж	90
Приложение З	91

## ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году были определены 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 основными причинами стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Дальневосточного Федерального округа; внутренняя политика государства направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса.

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

В настоящей бакалаврской работе рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения поселков с центром питания ПС 35/10 кВ «Болдыревка» а так же самой ПС, большинство электрооборудования которой эксплуатируется с 1980 года и давно выработало свой ресурс. Устаревшее оборудование создает угрозу нормального функционирования энергосистемы в частности ПС «Болдыревка» и подключенных от нее потребителей электроэнергии т.к. вероятность выхода из строя оборудования увеличивается со сроком эксплуатации оборудования.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения потребителей и его экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее современных электрических аппаратов, силовых трансформаторов на ПС и ТП, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов.

Цель данной работы – реконструкция ПС 35/10 кВ «Болдыревка» для

обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения, а так же модернизация системы электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Болдыревка» и прилегающих сел.

Основными для бакалаврской работы являются:

- расчет электрических нагрузок на стороне низкого напряжения ТП 10/0,4 кВ рассматриваемого района.

- расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ПС «Болдыревка»

- выбор числа и мощности силовых трансформаторов 35/10 кВ;

- выбор и проверка основного коммутационного и измерительного оборудования ПС «Болдыревка»;

- определение основных параметров защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии;

Дополнительными задачами данной работы являются:

- экономическое обоснование проекта.

- определение основных опасных производственных факторов имеющих места при эксплуатации электроустановок и маслонаполненного оборудования.

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

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

В рассматриваемом районе электрических сетей находятся только одно трансформаторные ТП в которых установлены устаревшие масляные трансформаторы с системой охлаждения типа М (естественная циркуляция воздуха и масла), которые в большинстве своем отслужили свой срок эксплуатации. К основным потребителям относятся следующие: жилые дома, школа, детский сад, магазины, административные здания, пионерский лагерь, котельная, очистные сооружения, лесопереработка.

По надежности электроснабжения основная часть потребителей относится к третьей категории электроснабжения но так же имеется вторая, первая категория а так же особая группа первой категории в нагрузке отсутствует, следовательно при реконструкции ПС «Болдыревка» и системы электроснабжения учитываем тот факт что достаточно питания указанных потребителей от одного источника. По роду тока в нагрузке в основном имеются однофазные потребители напряжением 220 В 95% (жилые одноэтажные дома), и лишь небольшую часть занимают трехфазные электроприемники в виде асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (присутствуют на ТП «Пилорама», «Котельная»).



## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ с центром питания ПС 35/10 кВ «Болдыревка». Как видно на рисунке от указанной ПС получают питание четыре фидера, три из которых (ф№6,10,15) выполнены по лучевой схеме и имеют соответственно одностороннее питание. Фидер №1 выполнен по схеме с двухсторонним питанием и имеет связь с фидером № 1 ПС 35/10 Белый Яр.

Рассмотрим подробно каждый фидер ПС:

Фидер№1: на данном направлении подключены следующие однострансформаторные ТП «Пионерлагерь», «МТФ», «Село», «МТС», «Пилорама». Питание указанных ТП осуществляется по воздушной линии электропередачи выполненной голым проводом марки АС25/4, протяженность ВЛ на разных участках составляет 0,1-3,45 км. Мощность трансформаторных ТП для данного уровня напряжений не большая и составляет от 25 до 160 кВа.

Фидер№6: От этого присоединения получают питание ТП села «В-Ильиновка» здесь подключены следующие однострансформаторные ТП «Пионерлагерь», «КРС», «Село», «Школа». Питание указанных ТП осуществляется по воздушной линии электропередачи выполненной голым проводом марки АС25/4, АС50/8, АС70/11 протяженность ВЛ на разных участках составляет 0,1-6,8 км. Мощность трансформаторных ТП составляет от 100 до 250 кВа.

Фидер№10: От этого присоединения получают питание ТП села «Болдыревка» здесь подключены следующие однострансформаторные ТП «Пионерлагерь», «Котельная», «Село», «Школа». Питание указанных ТП осуществляется по воздушной линии электропередачи выполненной голым проводом марки АС25/4, протяженность ВЛ на разных участках составляет 0,1-5,6 км. Мощность трансформаторных ТП составляет от 100 до 250 кВа.

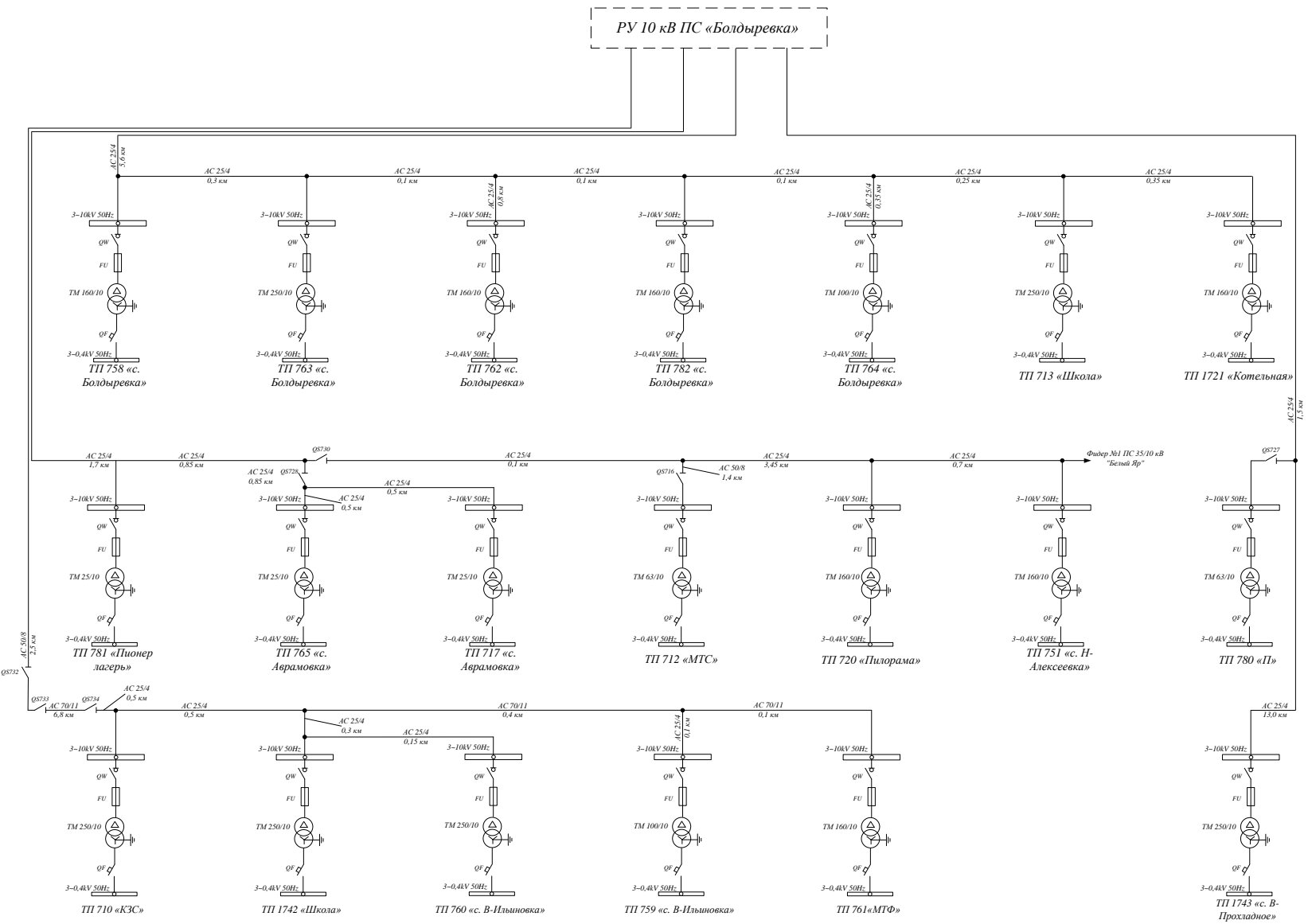


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Болдыревка»

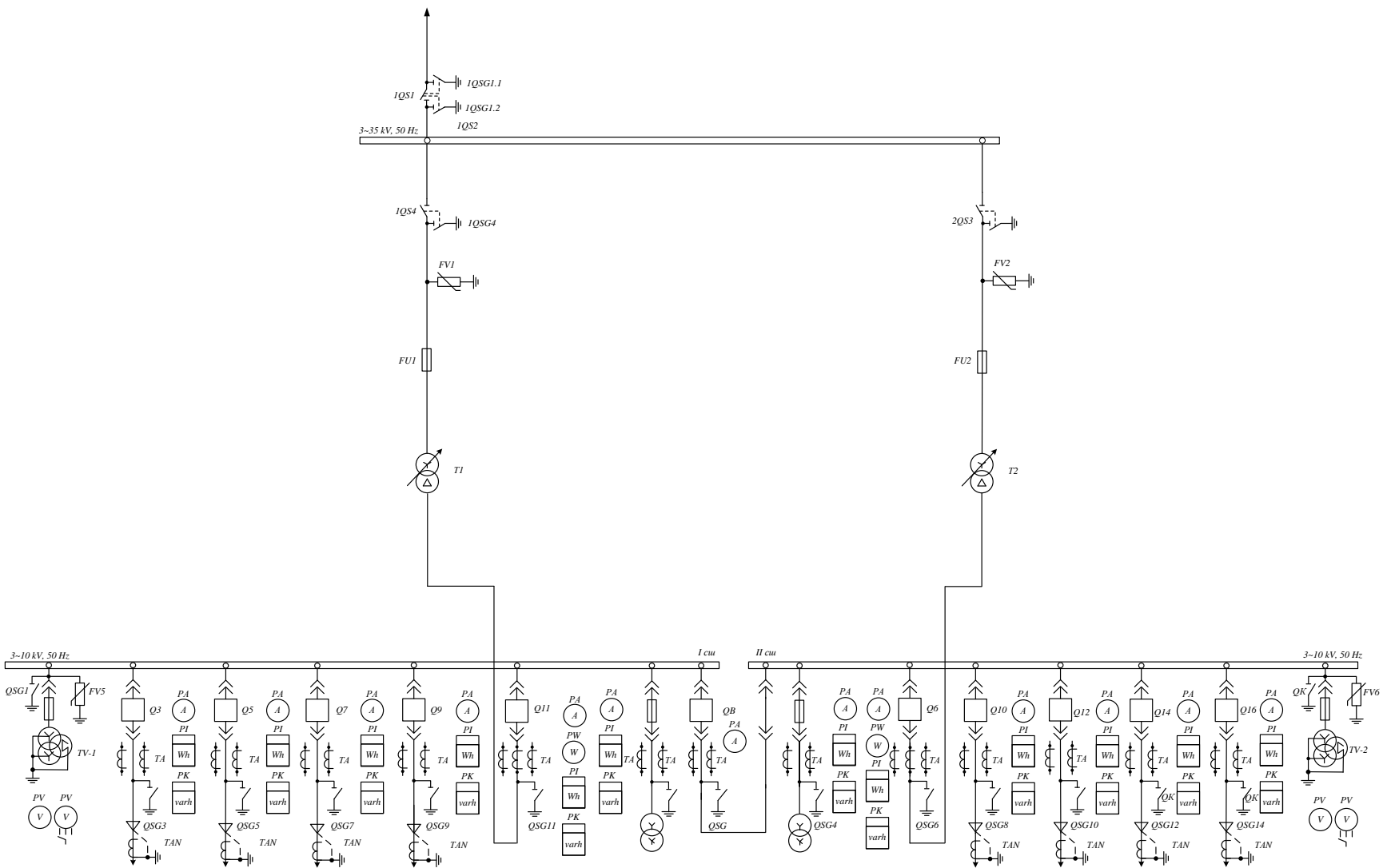


Рисунок 2 - Однолинейная схема ПС «Богдыревка» до реконструкции

Фидер №15: В данном случае от этого присоединения получают питание ТП села «Прохладное» здесь подключены следующие одно трансформаторные ТП «П», «Село». Питание указанных ТП так же осуществляется по воздушной линии электропередачи выполненной голым проводом марки АС25/4, протяженность ВЛ составляет 1,5-13 км. Мощность трансформаторных ТП составляет 63,250 кВа.

Рассмотрим далее существующую однолинейную схему электрических соединений ПС «Болдыревка» которая представлена на рисунке 2. В данном случае на стороне высокого напряжения имеется одна система шин напряжением 35 кВ питание к которой поступает от одно цепной воздушной линии электропередачи с ПС «Завитая». От секции 35 кВ получают питание два силовых трансформатора типа ТМН 2500/35/10 номинальной мощностью 2,5 МВА и имеющие устройство регулирования напряжения под нагрузкой

Вместо современных выключателей в роли защитных устройств на стороне 35 кВ на ПС выступают устаревшие плавкие вставки, при этом отсутствуют даже трансформаторы напряжения 35 кВ. На стороне низкого напряжения распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем». На одной из секций расположен дугогасящий реактор в роли устройства снижающего токи замыкания на землю.

### 3 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Климатические условия района, в котором находится ПС «Болдыревка», 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 таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Наименование	Значение
район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
низшая температура воздуха, °С	- 50
среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
высшая температура воздуха, °С	+ 40
число грозных часов в год	45
высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Эти данные используем в дальнейших разделах при выборе оборудования

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ ТП

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности зависящим от количества потребителей [3].

Электропотребление потребителей определяется электроосвещением и электроприемниками частого применения (электронагревательные приборы, холодильники и прочее оборудование).

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

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

На основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной ТП «Пилорама».

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Наименование	Потребитель	Количество	Рном (кВт)
1	2	3	4
ТП 758 «с. Болдыревка»	Частные дома	7	
	Магазины	100 м <sup>2</sup>	-
ТП 763 «с. Болдыревка»	Частные дома	10	-
	Магазины	80 м <sup>2</sup>	-
ТП 762 «с. Болдыревка»	Частные дома	11	-
	Магазины	100 м <sup>2</sup>	-
ТП 782 «с. Болдыревка»	Частные дома	12	-
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	-
ТП 764 «с. Болдыревка»	Частные дома	15	-
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
ТП 713 «Школа»	Школа	600 м <sup>2</sup>	-
ТП 1721 «Котельная»	Электродвигатели насосов	4	15
	Освещение помещения	200 м <sup>2</sup>	-
ТП 781 «Пионер лагерь»	Пионер лагерь	80 м <sup>2</sup>	-
ТП 765 «с. Аврамовка»	Частные дома	3	-
	Магазины	10 м <sup>2</sup>	-
ТП 717 «с. Аврамовка»	Частные дома	3	-
	Магазины	15 м <sup>2</sup>	-
ТП 712 «МТС»	Освещение территории	200 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	25
ТП 720 «Пилорама»	Освещение территории	2000 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	25
	Деревообрабатывающие станки	8	5,5-15
ТП 751 «с. Н-Алексеевка»	Частные дома	10	-
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	-
ТП 710 «КЗС»	Частные дома	14	-
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	-
ТП 1742 «Школа»	Школа	800 м <sup>2</sup>	-
ТП 760 «с. В-Ильиновка»	Частные дома	20	-
	Магазины	120 м <sup>2</sup>	-
ТП 759 «с. В-Ильиновка»	Частные дома	13	-
	Магазины	60 м <sup>2</sup>	-
ТП 761 «МТФ»	Освещение территории	800 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	30
ТП 780 «П»	Освещение территории	1000 м <sup>2</sup>	-
ТП 1743 «с. В-Прохладное»	Частные дома	15	-

Подробная информация по потребителям ТП «Пилорама» приведена в таблице 3:

Таблица 3 – Электропремники 0,4 кВ ТП «Пилорама»

Наименование ТП	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности cosφ	Коэффициент использования
«Пилорама»	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



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

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Но.и}}{\sum P_{Но.и}} \quad (1)$$

где  $K_{Иi}$  - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{Но.и}$  - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт)

$$K_{Игр} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле:

$$n_э = \frac{(\sum n_i \times P_{Но.и})^2}{\sum n_i \times P_{Но.и}^2} \quad (2)$$

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 электродвигателей подключенных к шинам НН КТП используя коэффициент использования по следующей формуле:

$$P_{ср} = \sum K_{Иi} \times P_{Но.и} \quad (3)$$

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

По кривым зависимости определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного

числа электроприемников. В данном случае принимаем  $K_p = 1,5$ , определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле [3].

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

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

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН ТП от электродвигательной нагрузки:

$$Q_{cp} = \sum K_{Ili} \times P_{HoMi} \times tg \varphi_i \quad (5)$$

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

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается 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:

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

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

$S_{пом}$  - площадь освещаемых помещений ( $\text{м}^2$ )

$$P_{p.o} = 0,012 \cdot 2000 = 24$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами в данном случае газоразрядными лампами:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 1,7 = 40,8$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП [1].

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{\text{отопл}} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

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

где  $P_{\text{отопл}}$  - расчетная мощность электро 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. Расчет нагрузок относительно шин низкого напряжения остальных ТП проводится аналогичным образом при этом в расчете частных домов и других потребителей учитывается удельная мощность нагрузки приходящаяся на одну квартиру, один квадратный метр торговой площади и т.д, результаты расчета приведены в таблице 4. Подробный расчет приведен в приложении А

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН ТП

Наименование ТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
ТП 758 «с. Болдыревка»	75,2	23,29	78,72
ТП 763 «с. Болдыревка»	84	23,4	87,19
ТП 762 «с. Болдыревка»	94,2	27,09	98,02
ТП 782 «с. Болдыревка»	85,5	21,23	88,1
ТП 764 «с. Болдыревка»	94,5	23,03	97,27
ТП 713 «Школа»	150	57	160,46
ТП 1721 «Котельная»	55,4	43,15	70,22
ТП 781 «Пионер лагерь»	20	7,6	21,4
ТП 765 «с. Аврамовка»	21	5,03	21,59
ТП 717 «с. Аврамовка»	21,75	5,59	22,46
ТП 712 «МТС»	27,4	4,08	27,71
ТП 720 «Пилорама»	77,25	65,04	100,98
ТП 751 «с. Н-Алексеевка»	79,5	20,03	81,98
ТП 710 «КЗС»	85,5	21,23	88,1
ТП 1742 «Школа»	200	76	213,95
ТП 760 «с. В-Ильиновка»	128	35,5	132,83
ТП 759 «с. В-Ильиновка»	80,5	21,05	83,21
ТП 761 «МТФ»	39,6	16,32	42,83
ТП 780 «П»	12	20,4	23,67
ТП 1743 «с. В-Проходное»	82,5	16,5	84,13

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования.

## 5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [2]:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (12)$$

де  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных КТП  $K_3 = 0,8 - 0,85$ ;

$N$  – количество трансформаторов

$S_p$  - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП №720 «Пилорама», определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{77,25^2 + 65,04^2}}{0,85} = 118,8 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 160/10 - У 1. Трансформаторы силовые трехфазные с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, включаемые в сеть переменного тока частотой 50 Гц предназначены для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 6 и 10 кВ, климатического исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150. Трансформаторы соответствуют требованиям МЭК и Российским стандартам. Преимущества трансформаторов ТМГ:

1. не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
2. отсутствует контакт масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение не менее 25 лет;

3. более компактны, занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;

4. малошумящие - уровень шума не превышает 55 дБ (А);

5. сниженные на 15-20% потери холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

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

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot N} \leq K_з \quad (13)$$

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на ТП №720:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{77,25^2 + 65,04^2}}{160} = 0,63$$

Аналогично проводится расчет мощности силовых трансформаторов на остальных ТП, результаты расчета приведены в таблице 5.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 5 – Расчет мощности трансформаторов ТП

Наименование ТП	$S_p$ (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{зф}$	$n \times S_{тр}$ (кВА)
1	2	3	4	5
ТП 758	78,72	92,612	0,79	1×100
ТП 763	87,19	102,58	0,54	1×160
ТП 762	98,02	115,32	0,61	1×160
ТП 782	88,1	103,65	0,55	1×160
ТП 764	97,27	114,44	0,61	1×160
ТП 713	160,46	188,78	0,64	1×250
ТП 1721	70,22	82,612	0,7	1×100
ТП 781	21,4	25,176	0,54	1×40
ТП 765	21,59	25,4	0,54	1×40
ТП 717	22,46	26,424	0,56	1×40

## Продолжение таблицы 5

ТП 712	27,71	32,6	0,69	1×40
ТП 720	100,98	118,8	0,63	1×160
ТП 751	81,98	96,447	0,82	1×100
ТП 710	88,1	103,65	0,55	1×160
ТП 1742	213,95	251,71	0,53	1×400
ТП 760	132,83	156,27	0,83	1×160
ТП 759	83,21	97,894	0,83	1×100
ТП 761	42,83	50,388	0,68	1×63
ТП 780	23,67	27,847	0,59	1×40
ТП 1743	84,13	98,976	0,84	1×100

Таблица 6 - Марка и технические характеристики выбранных трансформаторов

Марка	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)	$U_k$ (%)	$I_x$ (%)
ТМГ – 40/10	0,155	0,88	4,5	3,0
ТМГ – 63/10	0,22	1,28		3,0
ТМГ – 100/10	0,27	1,97		1,6
ТМГ – 160/10	0,41	2,6		1,5
ТМГ – 250/10	0,53	3,7		1,0
ТМГ – 400/10	0,8	5,5		0,8

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне 10 кВ ТП. Подробный расчет приведен в приложении Б

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ТП

Для выбора марки и сечения кабельной или воздушной линии питающей ТП, для расчета и выбора компенсирующих устройств, для выбора силового трансформатора, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ ТП рассматриваемого участка сетей.

Расчетные электрические нагрузки 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (фидеру), на коэффициент учитывающий совмещение максимумов нагрузок.

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери активной и реактивной мощности в трансформаторах. Данные потери в трансформаторах определяются по следующим формулам (кВА):

Потери активной мощности (кВт) [2]:

$$\Delta P_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (14)$$

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{з\phi}^2 + \Delta P_x \quad (15)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (16)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн\text{ю}м}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\text{ю}м}}{100} \quad (17)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки 0,4 кВ (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки 0,4 кВ (квар)

$R$  - активное сопротивление трансформатора (справочное) (ом)



$X$  - реактивное сопротивление трансформатора (справочное) (ом)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Для примера рассмотрим определение потерь мощности в двух трансформаторе ТП №720:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x = 2,2,6 \cdot 0,63^2 + 0,41 = 1,44 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн\text{ом}}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\text{ом}}}{100} = \frac{4,5 \cdot 100,98^2}{100 \cdot 160} + \frac{1,5 \cdot 160}{100} = 5,27 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{1,44^2 + 5,27^2} = 5,46$$

Определяем полную мощность на шинах высокого напряжения ТП путем сложения расчетной мощности на стороне низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторе:

$$S_{p10} = S_{p0,4} + \Delta S_m = 100,98 + 5,46 = 106,4$$

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

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

КТП	$K_{зф}$	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла (кВА)
		(кВт)	(квар)	(кВА)	
ТП 758	0,79	1,5	4,39	4,64	83,36
ТП 763	0,54	1,17	4,54	4,69	91,88
ТП 762	0,61	1,38	5,1	5,28	103,3
ТП 782	0,55	1,2	4,58	4,74	92,84
ТП 764	0,61	1,38	5,06	5,25	102,5
ТП 713	0,64	2,05	7,13	7,42	167,9
ТП 1721	0,7	1,24	3,82	4,01	74,23
ТП 781	0,54	0,41	1,72	1,76	23,16
ТП 765	0,54	0,41	1,72	1,77	23,36
ТП 717	0,56	0,43	1,77	1,82	24,28
ТП 712	0,69	0,57	2,06	2,14	29,85
ТП 720	2220,63	1,44	5,27	5,46	106,4
ТП 751	0,82	1,59	4,62	4,89	86,87
ТП 710	0,55	1,2	4,58	4,74	92,84
ТП 1742	0,53	2,34	8,35	8,67	222,6
ТП 760	0,83	2,2	7,36	7,68	140,5
ТП 759	0,83	1,63	4,72	4,99	88,2
ТП 761	0,68	0,81	3,2	3,3	46,13
ТП 780	0,59	0,46	1,83	1,89	25,56
ТП 1743	0,84	1,66	4,79	5,06	89,19

Используем полученные данные при определении расчетной мощности нагрузки на стороне низкого напряжения ПС «Болдыревка». Подробный расчет приведен в приложении В

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Болдыревка» производится суммированием расчетных мощностей всех отходящих фидеров с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки по следующей формуле [7].

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (18)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (19)$$

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

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

$k_y$  - коэффициент участия каждой ТП в максимуме нагрузки при количестве трансформаторов от 11 до 20.

$$P_p = 0,75 \cdot 1538,86 = 1154,15 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,75 \cdot 619,17 = 464,37 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (20)$$

$$S_p = \sqrt{1154,15^2 + 464,37^2} = 1286,25 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используются для выбора силовых трансформаторов и компенсирующих устройств ПС «Болдыревка».

## 7.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В данной работе рассматривается вопрос установки компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения ПС «Болдыревка».

Устройства компенсации реактивной мощности (КРМ) оказывают существенное положительное влияние на режим работы системы электроснабжения, в частности они, позволяют снизить потери электроэнергии в линиях электропередачи и трансформаторах, поднять уровень напряжения на удаленных от источников питания электроприемниках, установка такого рода устройств на реконструируемых ПС позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования данных устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов линий электропередач определяется реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной бакалаврской работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 10,5 различной номинальной мощности.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [7]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (21)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - экономически целесообразный коэффициент мощности

$Q_P$  - расчетная реактивная мощность электроприемников на шинах низкого напряжения ПС «Болдыревка» согласно расчетным данным (квар).

$P_P$  - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Болдыревка» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (22)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 10 кВ (Мвар)

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем мощность, получаемую из сети по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (23)$$

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

Проводим расчет для ПС «Болдыревка», мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 464,37 - 1154,15 \cdot 0,4 = 2,71 \text{ (квар)}$$

Полученное значение мощности компенсирующих устройств очень мало и КРМ такого типа не выпускаются промышленностью, следовательно, делаем вывод об отсутствии необходимости установки такого рода устройств на ПС «Болдыревка».

## 8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

Мощность силовых трансформаторов находится из расчетной активной мощности потребителей ПС «Болдыревка» и некомпенсированной реактивной мощности (в данном случае расчетной реактивной мощности). Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС. Кроме того, учитывается необходимость обеспечения ответственных потребителей электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС «Болдыревка». Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить электроэнергией всех потребителей.

В данной бакалаврской работе рассматривается вопрос замены физически устаревших силовых двух обмоточных трансформаторов напряжением 35 кВ на ПС «Болдыревка»

Расчетная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (кВА) [9]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (24)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (кВА);

$P_p$  – расчетная активная мощность (согласно расчетам) (кВт);

$Q_p$  – расчетная реактивная мощность (согласно расчетам) (квар);

$n_T$  – число трансформаторов (согласно категории потребителей электроэнергии);

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторов (принимается 0,7).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы осуществляется по следующим формулам:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{ТНОМ}} \quad (25)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТНОМ}} \quad (26)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Болдыревка»:

$$S_p = \frac{\sqrt{1154,15^2 + 464,37^2}}{2 \cdot 0,7} = 888,62 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМН 1000/35. ТМН 35 – силовой трехфазный двух обмоточный масляный трансформатор, изготавливаемый ОАО «Кентауский трансформаторный завод» для стран с умеренным климатом. Имеет конструкцию, полностью соответствующую ГОСТ - 11677 и 11920 и требованиям, предъявляемым к трансформаторам, предназначенным для данного типа климата: в наличии естественное масляное охлаждение и функция регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) с диапазоном  $\pm 4 \times 2,5\%$ . Предназначен для функционирования в сетях 35 кВ.

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{1154,15^2 + 464,37^2}}{2 \cdot 1000} = 0,62$$

$$K_A = \frac{\sqrt{1154,15^2 + 464,37^2}}{1000} = 1,24$$

Нормативное значение коэффициента загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы составляет: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки.



## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими называют замыкания между фазами в электроустановках, замыкания фаз на землю в сетях с глухо заземлёнными и эффективно заземлёнными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания в электроустановках возникают при повреждении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений могут быть разными: старение и вследствие этого пробой изоляции, обрывы проводов и падение на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при различных работах, удары молнии в линию электропередачи и др.

Чаще всего замыкания в электроустановках происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте нарушения изоляции. Иногда возникают металлические замыкания без такого сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов коротких замыканий рассматривают металлическое, без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трехфазные и двухфазные замыкания. Кроме того, в трехфазных сетях с заземлёнными и эффективно заземлёнными нейтральными дополнительно могут возникать также однофазные и двухфазные замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой и соединение их с землей).

При трехфазном замыкании в электроустановках все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах повреждений фазы сети находятся в разных условиях, при этом векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие виды замыканий называют несимметричными.

Короткие замыкания, сопровождаются ростом токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих кратно номинальные значения.

Протекание токов замыкания в электроустановках сопровождается также значительными электромеханическими усилиями между проводниками. Если не принять мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы таким образом, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при повреждениях, т. е. должны обладать электромеханической стойкостью.

Короткие замыкания в электроустановках так же сопровождаются значительным понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения в электроустановках может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов выводу их из синхронизма и к системной аварии с большим экономическим ущербом.

Для быстроедействия и надежной работы электроустановок а в частности коммутационных аппаратов проводится расчет токов короткого замыкания в определенных точках рассматриваемого участка сети и дальнейшая проверка выбранного оборудования на стойкость к таким токам.

Данная работа рассматривает расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС «Болдыревка» после реконструкции с целью выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 3.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Завитая» от которой приходит питание. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

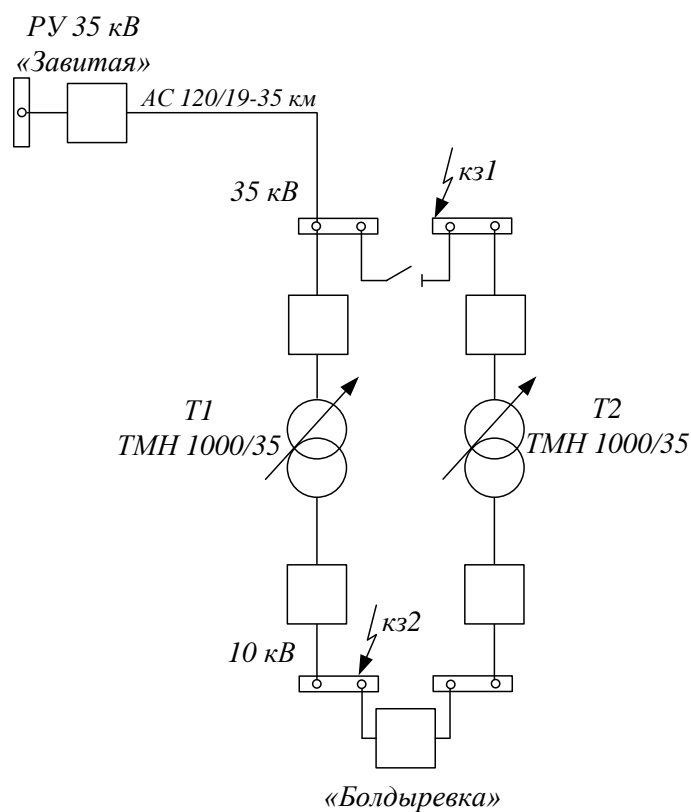


Рисунок 3 – Расчетные места КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай замыкания.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки №1.

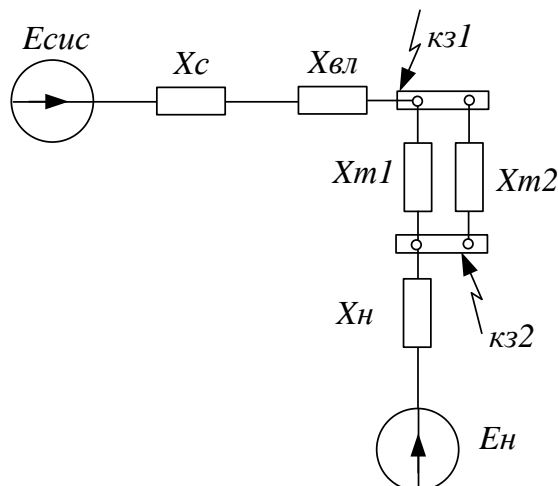


Рисунок 4 – Схема замещения

Принимаем следующие базисные условия :

- 1) базисная мощность  $S_6 = 1$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{635} = 37$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 (кВ)  $U_{610} = 10,5$ .
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

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

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (27)$$

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

$$I_{635} = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,016 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,055 \text{ (кА)}$$

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

Сопротивление системы со стороны шин 35 кВ (ПС «Завитая»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (28)$$

$$X_c = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Завитая», определенная через данные о токах короткого замыкания:

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции «Болдыревка» (о.е.):

Сопротивление ВЛ «Завитая» - «Болдыревка»:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (29)$$

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

$l$  – протяженность питающей линии (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1,0}{37^2} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н}}} \quad (30)$$

где  $S_{\text{н}}$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{Н}} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н}}} = 0,35 \cdot \frac{1,0}{\sqrt{1,15^2 + 0,46^2}} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.о.м}}} \quad (31)$$

$$X_{\text{T1}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1,0}{1,0} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{T2}} = X_{\text{T1}} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{\text{к\%}}$ , – паспортное значение напряжения короткого замыкания

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки короткого замыкания №1 показано на рисунках 5,6,7:

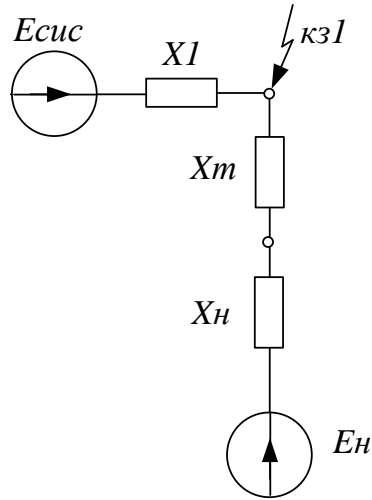


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

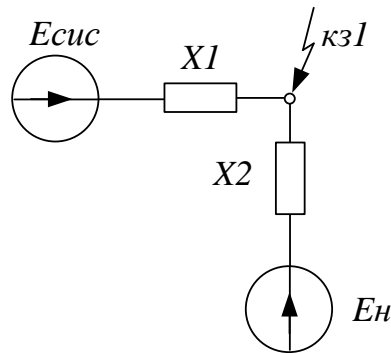


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

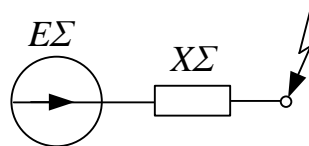


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} = 0,002 + 0,01 = 0,012 \text{ (о.е.)} \quad (32)$$

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,075}{2} = 0,038 \text{ (o.e.)} \quad (33)$$

$$X_2 = X_T + X_H = 0,038 + 0,28 = 0,318 \text{ (o.e.)} \quad (34)$$

$$X_\Sigma = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,012 \cdot 0,318}{0,012 + 0,318} = 0,012 \text{ (o.e.)} \quad (35)$$

$$E_\Sigma = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,318 + 0,85 \cdot 0,012}{0,318 + 0,012} = 0,995 \text{ (o.e.)} \quad (36)$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no1} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \cdot I_{635} = \frac{0,995}{0,012} \cdot 0,016 = 1,4 \text{ (кА)} \quad (37)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется как:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} \quad (38)$$

где  $I_{at}$  – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

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

$Ta$  – постоянная времени (справочная величина).

Определяем аperiodическую составляющую тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 1,32 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (39)$$

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

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

$\omega$  – угловая частота (справочная величина)

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

При расчетах результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

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

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,39 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки №2 результаты расчета сводятся в таблицу 8:



Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{уд}$ , (кА)
1	1,4	0,01	3,39
2	4,53	0,02	10,96

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования на ПС «Болдыревка».

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

В данном разделе бакалаврской работы проводится выбор и проверка основного электротехнического оборудования, которое будет установлено на ПС «Болдыревка» после реконструкции

### **10.1 Выбор выключателей 35,10 кВ**

Выбираем выключатель для РУ 35 кВ первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.

Элегазовые баковые выключатели наружной установки серии ВГБ – 35 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при автоматических повторных включениях и сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Выключатели могут работать в широком диапазоне климатических условий от Крайнего Севера (нижнее рабочее значение температуры окружающей температуры окружающей среды составляет – минус 60°С) до районов с тропическим климатом (верхнее рабочее значение температуры – плюс 55°С). Выключатель представляет собой комплексный аппарат, состоящий из собственно выключателя, привода и встроенных трансформаторов тока.

Выключатель состоит из металлического бака, внутри которого расположены неподвижные и подвижные контакты, а также дугогасящее устройство, основанные на прогрессивном применении гашения электрической дуги путём её вращения в магнитном поле. Каждый трансформатор тока рассчитан на весь диапазон первичных номинальных токов и имеет два сердечника и две обмотки для целей защиты и измерений; переключение отводов для измерения коэффициента трансформации производится без разборки выключателя.

В данной работе принят выключатель с электромагнитным приводом постоянного тока (типовое обозначение ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1). Привод этого выключателя снабжается встроенным выпрямителем для питания включающего электромагнита сети переменного тока собственных нужд ПС «Болдыревка», при этом обеспечивается включения на токи короткого замыкания вплоть до 12,5 кА, в том числе и при зависимом питании без индуктивных накопителей энергии;

На выключателе имеется пружинная приставка к приводу производящему первое оперативное включение при отсутствии электропитания вторичных цепей. Выключатель снабжен электроконтактным сигнализатором давления газа с температурной компенсацией, автоматически приводящей его показания к температуре +20°C. Сигнализатор обеспечивает визуальный контроль за уровнем давления газа в выключателе и имеет две ступени срабатывания: на предупредительный сигнал при понижении давления до 0,33 МПа и на отключение при падении давления ниже 0,3 МПа.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 21,21 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 1,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 1,4 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,01 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{nрскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{nрскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На напряжении 10 кВ первоначально принимаем для установки выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ типа К-59

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 10.

Данный тип выключателя предлагается к установке на всех присоединениях РУ НН ПС «Болдыревка».

Таблица 10 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 70,71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{y0} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y0}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{nt} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,02 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{y0} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{y0}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

## 10.2 Выбор разъединителей 35 кВ

Для РУ ВН 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 21,21 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,39 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Болдыревка».

### 10.3 Выбор трансформаторов тока 35, 10 кВ

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как малая нагрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (40)$$

Сопротивление контактов принимаем равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по следующей формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (41)$$

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

$l$  - ориентировочная длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление соединительных контрольных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (42)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы Энергомера «ЦЭ6823М».

Многофункциональный трехфазный универсальный счетчик «ЦЭ6823М» был создан для решения важнейших задач энергетики, прежде всего – в области многотарифного учета и увеличения возможностей памяти прибора.

ЦЭ6823М обладает расширенными возможностями по сравнению с простыми трехфазными счетчиками. Так, глубина хранения графиков получасовых мощностей достигает 125 суток, а помесечных значений активной энергии – до трех месяцев.

Основное назначение прибора – учет активной мощности и энергии в системах многотарифного учета Класс точности доведен до 0,5S.

Для работы в системе АИИСКУЭ прибор оснащен телеметрическим выходом. Контроль и оперативное управление суточным графиком нагрузок при помощи «ЦЭ6823М» способны существенно сократить затраты на электроэнергию и предотвратить штрафные санкции за превышение заявленной мощности.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 12

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ  $S_{приб} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на ПС «Болдыревка».

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150$ А	$I_{макс} = 21,21$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125$ кА	$i_{уд} = 3,39$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 5,88$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК - 10/150 с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 70,71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,96 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Болдыревка».

#### 10.4 Выбор трансформаторов напряжения 35, 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по мощности вторичной нагрузки

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (43)$$

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

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

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ ВН, НН определим для случая, когда все присоединения вторичных цепей переведены на одну систему шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов



учета в ячейках, а также вольтметров. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – 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	ЦЭ6823М	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти-резонансный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью, с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по мощности вторичной нагрузки на ПС «Болдыревка». Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	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 параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Болдыревка».

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ НАМИ 10 УХЛ1. Трансформатор напряжения анти-резонансный типа НАМИ – 10 является преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной или заземлённой нейтралью. Трансформаторы изготавливаются для эксплуатации в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям государственных стандартов в части электромагнитных трех-фазных трех-обмоточных трансформаторов.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17:

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 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	ЦЭ6823М	14	4
Счетчик РЭ			
Сумма			66

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 66 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

### 10.5 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ

На РУ ВН 35 кВ ПС «Болдыревка» применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ – 120/19 мм<sup>2</sup> Марка провода АС. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

## 10.6 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Болдыревка». Максимальный рабочий ток составляет 70,71 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2.5 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 960 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем данные шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{61,56}}{91} = 0,08 \text{ (см}^2\text{)} \quad (44)$$

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

$C$  – коэффициент для алюминия 91

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (45)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  – сечение проводника, в данном случае составляет 2,5 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (46)$$

Согласно расчету принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем максимальное динамическое усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10960^2}{0,4} = 52,01 \text{ (Н/м)} \quad (47)$$

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

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

Находим момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)} \quad (48)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{10960^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,09 \text{ (МПа)} \quad (49)$$

При расчете механического напряжения все длины приведены в метрах.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно расчет жестких шин окончен.

### **10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд**

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

- 1) управления коммутационной аппаратурой, устройствами блокировки, сигнализации итд;
- 2) измерений электрических параметров (параметров режима работы оборудования) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;
- 3) контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;
- 4) защиты электроустановок, отключения поврежденного оборудования и сохранения в работе неповрежденной части оборудования.

Для производства переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим оперативный источник энергии, с помощью которого должно осуществляться воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения). Данный ток используется также для питания цепей звуковой и световой сигнализации, привлекающей внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей ламп положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть как постоянным так и выпрямленным или переменным.

Оперативный ток используется для управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями с дистанционным приводом, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми итд).

Управление таким аппаратом предполагает подачу команды на изменение его оперативного состояния, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (механически) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют одновременно все формы управления.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата: местное управление, или дистанционное на расстоянии с помощью командного сигнала: дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления т.е. подаче команды ключом управления с панели управления и передается по индивидуальным проводам связи между панелью управления и объектом на исполнительный орган — привод управляемого аппарата. Такую систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация состояния оборудования должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп установленных над ключом управления либо через сигналы выводимые на АРМ оперативного персонала. Лампа, обозначающая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее отданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения.

Сигнализация аварийного отключения аппаратов при срабатывании защиты элемента, а также при действии устройств автоматики 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 возвращением (указательное реле).

Схема управления коммутационным аппаратом определяется типом выключателя и его привода, техническими особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который включается данным выключателем.

Элегазовые на ПС «Болдыревка» выключатели комплектуются различными электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения элегазового выключателя на ПС «Болдыревка» с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин данного выключателя, для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление, а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин.

жин. Включение и отключение выключателя с таким приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

В качестве источников оперативного тока существует три типа: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд подключенных к шинам низкого напряжения ПС.

Источниками выпрямленного тока служат силовые выпрямительные устройства и блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и трансформаторы собственных нужд.

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

Источники оперативного тока должны находиться в постоянной готовности в любых режимах работы электроустановки, в том числе и в послеаварийном режиме работы.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110,220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже (как в данном случае), 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 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 высокого напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневмо-приводом.

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

В данной работе применяемые выключатели 35 кВ на ПС «Болдыревка» имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Болдыревка» принимаем систему переменного оперативного тока.

Выполняем выбор мощности и типа трансформаторов собственных нужд. В таблице 19 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Болдыревка»

Таблица 19 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	4,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	1
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	2
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	30,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Болдыревка»:

$$S_p = \frac{S_n}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{30,16}{2 \cdot 0,7} = 21,54 \text{ (кВА)} \quad (50)$$

По расчетной мощности выбираем сухой трансформатор с литой изоляцией типа ТС 25/10 номинальной мощностью 25 кВА.



Такой трансформатор в отличие от обычного сухого трансформатора может работать при наличии некоторых перегрузок, не влияющих на сроки его эксплуатации. Это возможно при условии, что обычная нагрузка меньше номинальной. Допустимые нагрузки ограничены по времени в соответствии с предыдущим функциональным показателем (коэффициент предыдущей нагрузки) и зависят от среднего показателя окружающей среды. Трансформаторы производятся с расчетом на функционирование в условиях номинальной мощности при нормальной температуре окружающей среды в соответствии со стандартами. Максимальная температура 40°C, среднесуточная температура 30°C, средняя температура в течение года 20°C.

Такой тип трансформатора принимаем в качестве ТСН для установки на первую и вторую секцию 10 кВ ПС «Болдыревка».

## 11 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

В данной работе сечения проводов воздушных ЛЭП выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости от воздействия токов короткого замыкания;

- по допустимой потере напряжения при нормальном режиме работы

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

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым для данного типа проводника

$$I_p \leq I_{\text{дд}}$$

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

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

В данной бакалаврской работе предусматривается замена всех существующих воздушных линий выполненных голым проводом на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 10 кВ типа СИП-3. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный провод, покрытый защитной оболочкой из специального пластика. Проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Основные характеристики такого проводника приведены в таблице 20

Таблица 20 - Характеристики провода СИП 3 (10 кВ)

Номинальное переменное напряжение частоты 50Гц, кВ	20,0
Рабочая температура жилы, не более °С	90
Температура жилы в режиме перегрузки в течение 8 часов, не более °С	130
Температура жилы при коротком замыкании, °С	250
Температура окружающей среды, мин/макс. °С	-50/+50
Монтаж при температуре, не ниже °С	-20
Прочность при растяжении проволок из алюминиевого сплава до их скрутки в нулевую несущую жилу, не менее Н/мм <sup>2</sup> С	295
Срок службы, лет	25
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3

Определяем расчетные токи на всех участках схемы электроснабжения следующей формуле:

$$I_p = \frac{k_y \cdot \sum S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (51)$$

где  $S_p$  – расчетные мощности ТП (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока на участке РУНН 10 кВ «Болдыревка» – «ТП 1743» по определенной ранее расчетной мощности с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки для заданного количества трансформаторов:

$$I_p = \frac{0,9 \cdot (25,56 + 89,19)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,68 \text{ (А)}$$

По полученным данным определяем соответствующее сечение используя справочные данные и принимаем на данном участке проводник СИП-3 3×16 с длительно допустимым током 100 А, аналогично

определяются расчетные токи на остальных участках. Результаты расчета приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	$S_p$ (кВА)	№ц	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (А)
РУНН 10 кВ «Болдыревка» – «ТП 761 «МТФ»	501,73	1	27,59	СИП-3 3×16	100
РУНН 10 кВ «Болдыревка» – «ТП 751 «с. Н-Алексеевка»	235,14	1	12,93	СИП-3 3×16	100
РУНН 10 кВ «Болдыревка» – «ТП 1721 «Котельная»	572,81	1	31,5	СИП-3 3×16	100
РУНН 10 кВ «Болдыревка» – «ТП 1743»	103,28	1	5,68	СИП-3 3×16	100

Далее проводится проверка выбранных типов проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

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

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с центром питания ПС «Болдыревка» с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Принципиальная схема сети 10 кВ с указанием расчетных точек короткого замыкания представлена на рисунке 8. Соответствующая схема замещения представлена на рисунке 9.

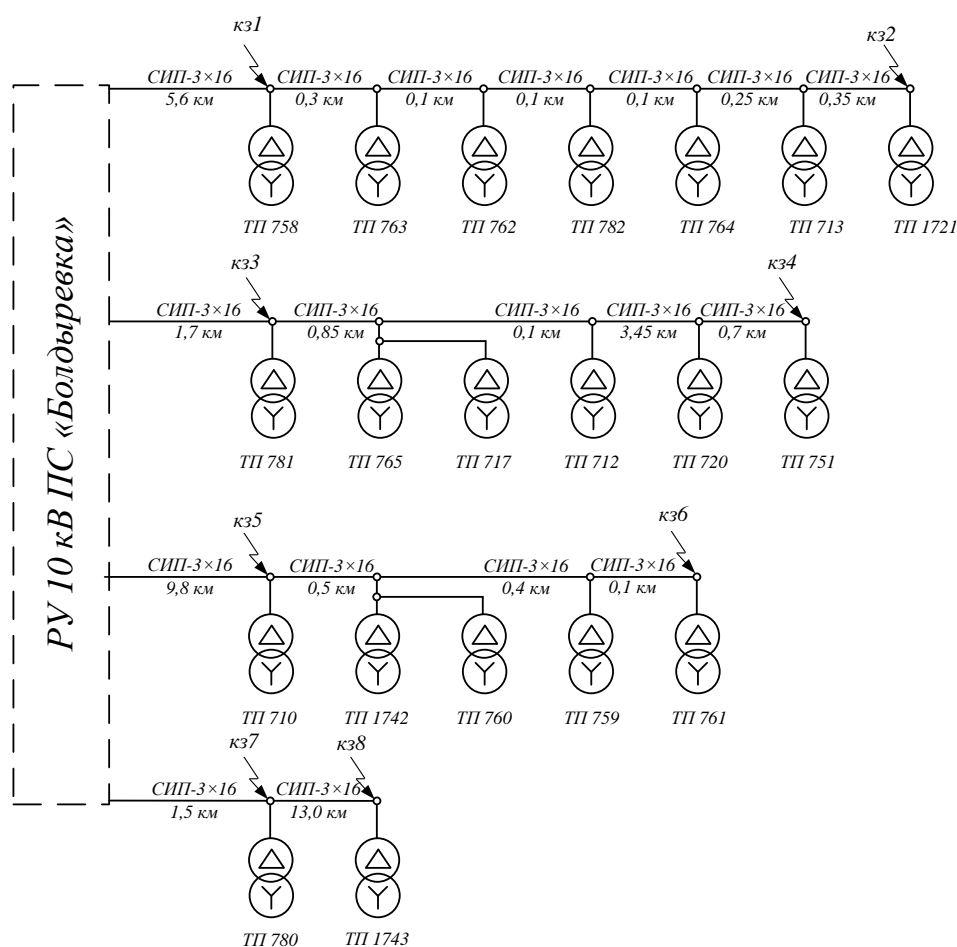


Рисунок 8 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (52)$$

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

Активные и индуктивные сопротивления участков ЛЭП (Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (53)$$

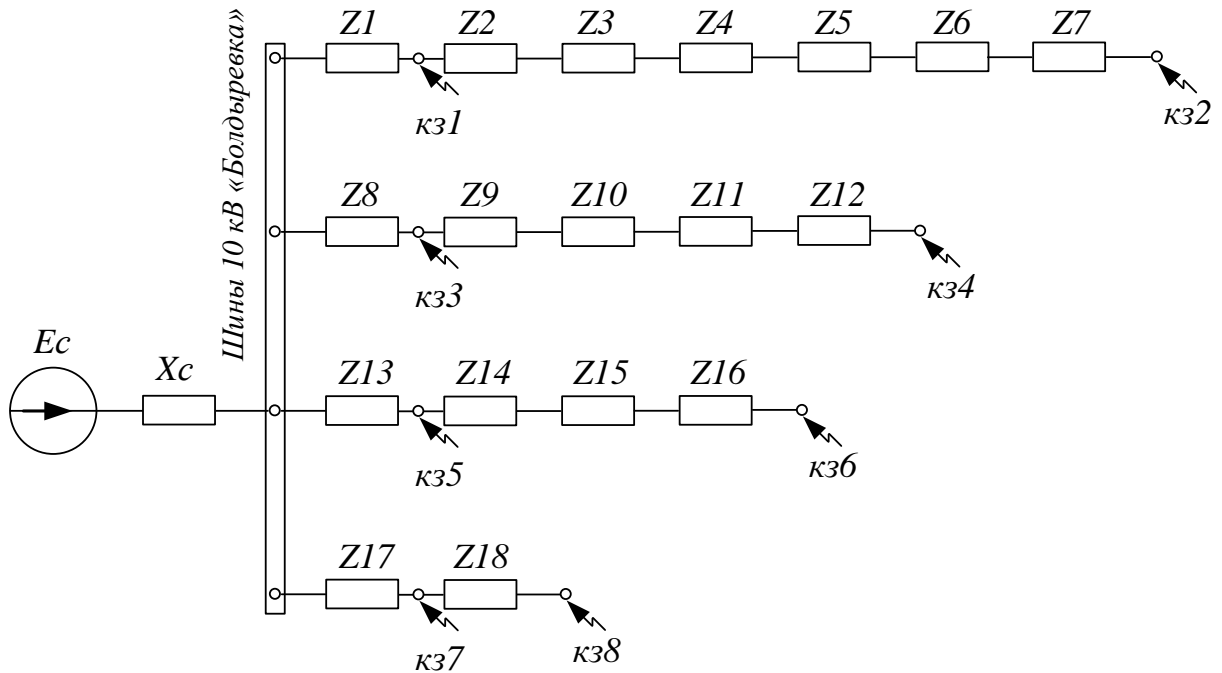


Рисунок 9 – Схема замещения сети 10 кВ

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (54)$$

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

$L$  – длина участка линии электропередач, км.

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

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (55)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (56)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки № 6

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,53} = 1,34 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_{13} = 0,3 \cdot 9,8 = 2,94 \text{ (Ом)}$$

$$R_{13} = 1,91 \cdot 9,8 = 18,72 \text{ (Ом)}$$

$$X_{14} = 0,3 \cdot 0,5 = 0,15 \text{ (Ом)}$$

$$R_{14} = 1,91 \cdot 0,5 = 0,96 \text{ (Ом)}$$

$$X_{15} = 0,3 \cdot 0,4 = 0,12 \text{ (Ом)}$$

$$R_{15} = 1,91 \cdot 0,4 = 0,76 \text{ (Ом)}$$

$$X_{16} = 0,3 \cdot 0,1 = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$R_{16} = 1,91 \cdot 0,1 = 0,19 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{13} + X_{14} + X_{15} + X_{16}$$

$$X_p = 1,34 + 2,94 + 0,15 + 0,12 + 0,03 = 4,93 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_{13} + R_{14} + R_{15} + R_{16} + R_{17}$$

$$R_p = 18,72 + 0,96 + 0,76 + 0,19 = 20,63 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,93^2 + 20,63^2}} = 0,29 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,29 = 0,25 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{4,93}{20,63 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,001}} = 1,01$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,29 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,001}} \right) = 0,41 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	11,11	0,55	0,47	0,78
2	13,42	0,46	0,39	0,65
3	3,737	1,64	1,4	2,32
4	13,42	0,46	0,39	0,65
5	19,2	0,32	0,27	0,45
6	21,13	0,29	0,25	0,41
7	3,378	1,82	1,55	2,56
8	28,27	0,22	0,19	0,31

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.



## 12.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (57)$$

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 участка РУНН 10 кВ «Болдыревка» – ТП 758», ток короткого трехфазного замыкания на конце этого участка составляет 0,55 кА следовательно:

$$S_T = \frac{0,55 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 1,36 \text{ (мм}^2\text{)}$$

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

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{факт}$ (мм <sup>2</sup> )
1	0,55	1,36	35
2	0,46	1,13	16
3	1,64	4,04	16
4	0,46	1,13	16
5	0,32	0,79	16
6	0,29	0,71	16
7	1,82	4,47	16
8	0,22	0,53	16

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линии проходят данную проверку.

## 12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (58)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление СИП -3, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление СИП-3, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения в конце ВЛ РУНН «Болдыревка» – ТП 1721»

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 31,5 \cdot 6,8 \cdot (1,91 \cdot 0,83 + 0,3 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{10500} = 6,206 (\%)$$

Потеря напряжения на участке больше допустимого значения 5%, следовательно сечение ВЛ выбрано неверно.

Для остальных участков проводится аналогичный расчет, результаты сведены в таблицу 24:

Таблица 24 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	$I_p$ (А)	Длина участка (км)	Сечение	$\Delta U$ (%)
РУНН «Болдыревка» – ТП 1721»	31,5	6,8	16	6,206
РУНН «Болдыревка» – ТП 751»	12,93	6,8	16	2,55
РУНН «Болдыревка» – ТП 761»	27,59	10,8	16	8,63
РУНН «Болдыревка» – ТП 1743»	5,68	14,5	16	1,59

Расчет сечений принятых ранее показывает что на участках РУНН «Болдыревка» – ТП 1721», РУНН «Болдыревка» – ТП 761», они не проходят проверку по допустимой потере напряжения следовательно на этих участках увеличиваем сечение соответственно до 25 мм<sup>2</sup> и 35мм<sup>2</sup> и повторно проводим расчет, результаты приведены в таблице 25:

Таблица 25 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	$I_p$ (А)	Длина участка (км)	Сечение	$\Delta U$ (%)
РУНН «Болдыревка» – ТП 1721»	31,5	6,8	25	4,12
РУНН «Болдыревка» – ТП 761»	27,59	10,8	35	4,51

Пересмотренные сечения удовлетворяют требованиям по потере напряжения их принимаем.

### 13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Болдыревка» в связи с реконструкцией и модернизацией в частности РУ 35 кВ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции «Болдыревка» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами.

Необходимо защитить порталы (их высота 9,45 м) молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадут в зону защиты молниеотводов.

Защиту РУ 35 ПС «Болдыревка» выполним стержневыми молниеотводами, размещенными отдельно. Высота молниеотвода отдельно стоящих – 17 метров.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам :

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (59)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (60)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (61)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (62)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left( 1 - \frac{9,45}{14,45} \right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \quad (63)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left( 1 - \frac{9,45}{11,85} \right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части работы.

## 14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Болдыревка» 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (66)$$

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

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

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (67)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (68)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (69)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (70)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (71)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (72)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (73)$$

Принимаем:  $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (74)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (75)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (76)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным.



## 15 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «БОЛДЫРЕВКА»

Надежность систем электроснабжения ПС «Болдыревка» – это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, способность к сохранению, управляемость, живучесть и безопасность.

Важным элементом системы электроснабжения является – подстанция (в данном случае «Болдыревка»), от надежности работы, которой зависит функционирование системы и объектов данной энергосистемы, являющихся потребителями электроэнергии.

Проблема надежности ПС «Болдыревка» и ее элементов связана с вопросами определения показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность и увеличивается надежность работы.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных типов расчета.

Для оценки надежности электропитания ПС «Болдыревка» после реконструкции на рисунке 10 представлена однолинейная схема.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах 10 кВ.

В качестве схемы РУВН на ПС принята одна секционированная система шин.

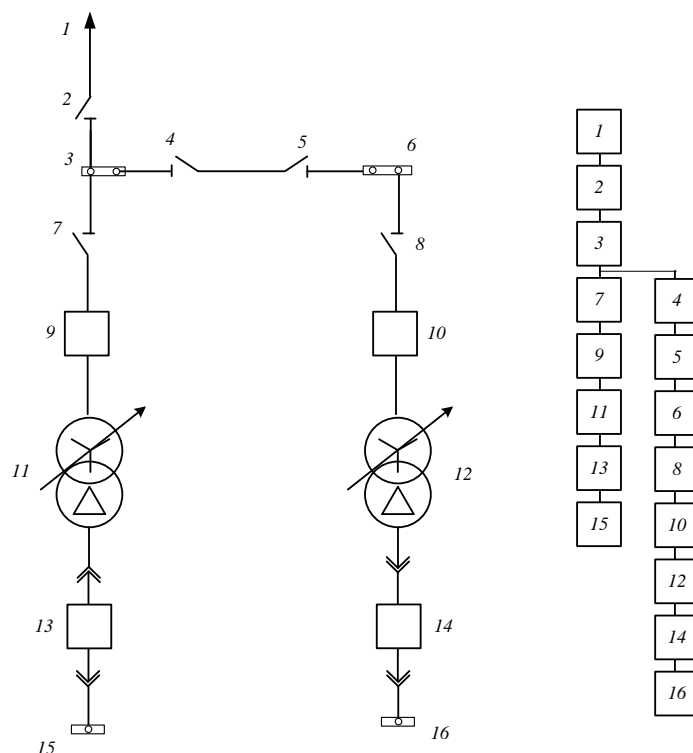


Рисунок 9 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Болдыревка» после реконструкции и схема замещения.

Полное погашение потребителей данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающей линии от ПС «Завитая». В нормальном режиме работы схемы переключатель на стороне ВН включен.

Параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 26.

Таблица 26 – Показатели надежности элементов схемы замещения

Элемент	$\lambda$ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , часов.
ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Сборные шины 35 кВ	0,02	7	0,17	5,0
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 35,05 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5}. \quad (77)$$

где  $T_{г}$  – число часов в году (час).

$l$  – длина ВЛ (км).

Для шин 35 кВ:

$$q_{ш35} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{ш} = \frac{0,02 \cdot 7}{8760} \cdot 3 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (78)$$

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{ш} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 9 = 1,71 \cdot 10^{-4}. \quad (79)$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6}. \quad (80)$$

Для трансформаторов 35 кВ:

$$q_{т} = \frac{\lambda_{т} \cdot t_{т}}{T_{г}} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}. \quad (81)$$

Для выключателей 35 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он}. \quad (82)$$

где  $a_{кз}$  – частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов  $a_{кз} = 0,005$ ;

$q_{смеж}$  – вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{on}$  - частота отказов выключателя при оперативных переключениях

$$a_{on} = 0,003;$$

$N_{on}$  - количество оперативных переключений в год, для данной схемы

$$N_{on} = 2.$$

Для выключателя 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформаторы.

$$q_{635} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}.$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потока отказов цепи (1/год):

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нр.мак}} = 0,333 + 0,834 = 1,17, \quad (83)$$

где  $\lambda_i$  - параметр потока отказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нр.мак}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений  $\lambda_{\text{нр}}$ ;

Коэффициент простоя цепи:

$$K_{\text{п}} = \sum \lambda_i \cdot t_{\text{вс}} + \frac{\lambda_{\text{нр.мак}} \cdot t_{\text{нр}}}{T_{\text{Г}}} = 0,0013. \quad (84)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нр.мак}}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)} \quad (85)$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

Коэффициент простоя цепи состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{\text{нр}} \cdot t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вц}} + t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} = 5,36 \cdot 10^{-3}. \quad (86)$$

Параметр потока отказов системы;

$$\lambda_{\text{ц}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot \lambda_{\text{нр,мак}} \cdot t_{\text{нр}} = 0,012 \quad (87)$$

Время восстановления системы состоящей из двух взаимно резервирующих элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{II}}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)} \quad (88)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{1}{0,012} = 94,15 \text{ (лет)} \quad (89)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц}}} = \frac{0,105}{0,012} = 8,28 \text{ (лет)} \quad (90)$$

Расчетное время безотказной работы системы имеет приемлемое значение, расчет окончен.

## 16 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТМН 1000/35

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 1000/35 подстанции «Болдыревка».

Для защиты от многофазных замыканий, от токов при внешних КЗ, и от внутренних повреждений – максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

### 16.1 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов ПС «Болдыревка» в большинстве случаев бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной из фаз. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на снижение нагрузки или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки Т1,2 (ТМН 1000/35) (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{н.о.м.ВНТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 16,49 = 21,65 \text{ (А)} \quad (91)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

$k_{г}$  – коэффициент возврата токового реле (принимается равным 0,8);

Ток срабатывания реле Т1,2 (ТМН 1000/35):

$$I_{CPT1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 21,65}{(150/5)} = 1,25$$

Время срабатывания защиты принимаем равным  $t_{с.з.} = 9$  с.

### 16.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах ПС «Болдыревка», если для их защиты не используются предохранители как в данном случае. На понижающих трансформаторах

мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора, при этом в данном случае она является основной.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ (Т1,2):

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{н\text{ю.МВНТ}1} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 21,65 = 48,71 \text{ (А)} \quad (92)$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_\epsilon = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{3,17 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{48,71} = 16,46 \quad (93)$$

Ток срабатывания реле (Т1,2):

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 48,71}{(150/5)} = 2,81 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности, ее принимаем к установке на оба трансформатора ПС «Болдыревка»

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской работе был предложен вариант системы электроснабжения с центром питания ПС «Болдыревка» в Амурской области. 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 трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов ТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Болдыревка». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силовых трансформаторов. 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 специальностях 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 до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových 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 Расчет нагрузок КТП

Наименование	Потребитель	Количество	Руд	tg	Колво	Рр	Qр	Рсум	Qсум	Scум
ТП 758 «с. Болдырев-ка»	Частные дома	7	8,6	0,2	7	60,2	12,04	75,2	23,29	78,724
	Магазины	100 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	100	25	18,75			
ТП 762 «с. Болдырев-ка»	Частные дома	10	7,2	0,2	10	72	14,4	84	23,4	87,198
	Магазины	80 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	80	20	15			
ТП 763 «с. Болдырев-ка»	Частные дома	11	7,2	0,2	11	79,2	15,84	94,2	27,09	98,018
	Магазины	100 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	100	25	18,75			
ТП 782 «с. Болдырев-ка»	Частные дома	12	6,5	0,2	12	78	15,6	85,5	21,225	88,095
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	50	12,5	9,375			
ТП 764 «с. Болдырев-ка»	Частные дома	15	5,8	0,2	15	87	17,4	94,5	23,025	97,265
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	50	12,5	9,375			
ТП 713 «Школа»	Школа	1000 м <sup>2</sup>	0,25	0,38	600	150	57	150	57	160,46
ТП 1721 «Котельная»	Электро-двигатели насосов	4				0	0	55,4	43,15	70,222
	Освещение помещения	200 м <sup>2</sup>				0	0	12,0	6,0	0
ТП 781 «Пионер лагерь»	Пионер лагерь	80 м <sup>2</sup>	0,25	0,38	80	20	7,6	20	7,6	21,395
ТП 765 «с. Аврамов-ка»	Частные дома	3	6,5	0,2	3	19,5	3,9	21	5,025	21,593
	Магазины	10 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	10	2,5	1,875			0
ТП 717 «с. Аврамов-ка»	Частные дома	3	6,5	0,2	3	19,5	3,9	21,75	5,5875	22,456
	Магазины	15 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	15	3,75	2,8125			0
ТП 712 «МТС»	Освещение территории	200 м <sup>2</sup>	0,012	1,7	200	2,4	4,08	27,4	4,08	27,702
	Обогрев	-	25	0	0	0	0			
ТП 720 «Пилорама»	Освещение территории	2000 м <sup>2</sup>				0	0	77,25	65,04	100,98
	Обогрев	-				0	0	25,0		
	Деревообрабатывающие станки	8				0	0	25,4	12,8	
ТП 751 «с. Н-Алексеев-ка»	Частные дома	10	7,2	0,2	10	72	14,4	79,5	20,025	81,983
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	50	12,5	9,375			
ТП 710 «КЗС»	Частные дома	14	6,5	0,2	12	78	15,6	85,5	21,225	88,095

Наименование	Потребитель	Количество	Руд	tg	Колво	Рр	Qр	Рсум	Qсум	Scум
	Магазины	50 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	50	12,5	9,375			
ТП 1742 «Школа»	Школа	800 м <sup>2</sup>	0,25	0,38	800	200	76	200	76	213,95
						0	0			
ТП 760 «с. В-Ильиновка»	Частные дома	20	5,5	0,2	20	110	22	128	35,5	132,83
	Магазины	120 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	120	30	22,5			
ТП 759 «с. В-Ильиновка»	Частные дома	13	5,5	0,2	13	71,5	14,3	80,5	21,05	83,207
	Магазины	60 м <sup>2</sup>	0,25	0,75	60	15	11,25			
ТП 761 «МТФ»	Освещение территории	800 м <sup>2</sup>	0,012	1,7	800	9,6	16,32	39,6	16,32	42,831
	Обогрев	-	30	0	0	0	0			
ТП 780 «П»	Освещение территории	1000 м <sup>2</sup>	0,012	1,7	1000	12	20,4	12	20,4	23,668
ТП 1743 «с. В-Прохладное»	Частные дома	15	5,5	0,2	15	82,5	16,5	82,5	16,5	84,134

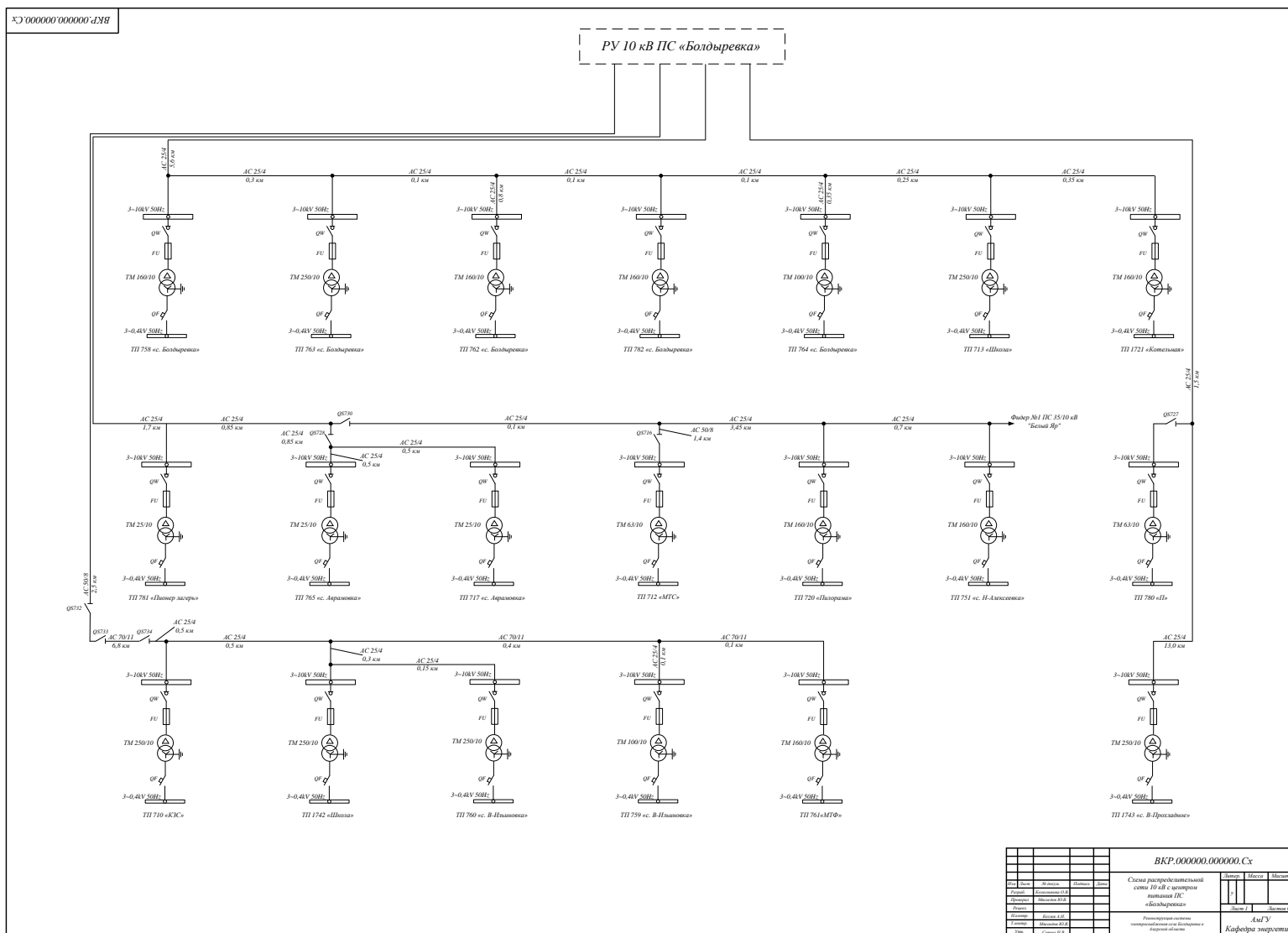
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет мощности трансформаторов КТП

Наим КТП	Расч мощ S	Ншт	Sном	коэф з	Iхх	Uкк	Pхх	Pкз
ТП 758	78,72	1	100	0,79	1,6	4,5	0,27	1,97
ТП 763	87,19	1	160	0,54	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 762	98,02	1	160	0,61	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 782	88,1	1	160	0,55	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 764	97,27	1	160	0,61	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 713	160,46	1	250	0,64	1	4,5	0,53	3,7
ТП 1721	70,22	1	100	0,7	1,6	4,5	0,27	1,97
ТП 781	21,4	1	40	0,54	3	4,5	0,155	0,88
ТП 765	21,59	1	40	0,54	3	4,5	0,155	0,88
ТП 717	22,46	1	40	0,56	3	4,5	0,155	0,88
ТП 712	27,71	1	40	0,69	3	4,5	0,155	0,88
ТП 720	100,98	1	160	0,63	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 751	81,98	1	100	0,82	1,6	4,5	0,27	1,97
ТП 710	88,1	1	160	0,55	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 1742	213,95	1	400	0,53	0,8	4,5	0,8	5,5
ТП 760	132,83	1	160	0,83	1,5	4,5	0,41	2,6
ТП 759	83,21	1	100	0,83	1,6	4,5	0,27	1,97
ТП 761	42,83	1	63	0,68	3	4,5	0,22	1,28
ТП 780	23,67	1	40	0,59	3	4,5	0,155	0,88
ТП 1743	84,13	1	100	0,84	1,6	4,5	0,27	1,97

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет нагрузок на стороне ВН КТП

Наим КТП	DP	DQ	DS	Pp 0,4	Qp 0,4	Sp 0,4	P p 10	Q p 10	S p 10
ТП 758	1,50	4,39	4,64	75,20	23,29	78,72	76,70	27,68	83,36
ТП 763	1,17	4,54	4,69	84,00	23,40	87,19	85,17	27,94	91,88
ТП 762	1,38	5,10	5,28	94,20	27,09	98,02	95,58	32,19	103,30
ТП 782	1,20	4,58	4,74	85,50	21,23	88,10	86,70	25,81	92,84
ТП 764	1,38	5,06	5,25	94,50	23,03	97,27	95,88	28,09	102,52
ТП 713	2,05	7,13	7,42	150,00	57,00	160,46	152,05	64,13	167,88
ТП 1721	1,24	3,82	4,01	55,40	43,15	70,22	56,64	46,97	74,23
ТП 781	0,41	1,72	1,76	20,00	7,60	21,40	20,41	9,32	23,16
ТП 765	0,41	1,72	1,77	21,00	5,03	21,59	21,41	6,75	23,36
ТП 717	0,43	1,77	1,82	21,75	5,59	22,46	22,18	7,36	24,28
ТП 712	0,57	2,06	2,14	27,40	4,08	27,71	27,97	6,14	29,85
ТП 720	1,44	5,27	5,46	77,25	65,04	100,98	78,69	70,31	106,44
ТП 751	1,59	4,62	4,89	79,50	20,03	81,98	81,09	24,65	86,87
ТП 710	1,20	4,58	4,74	85,50	21,23	88,10	86,70	25,81	92,84
ТП 1742	2,34	8,35	8,67	200,00	76,00	213,95	202,34	84,35	222,62
ТП 760	2,20	7,36	7,68	128,00	35,50	132,83	130,20	42,86	140,51
ТП 759	1,63	4,72	4,99	80,50	21,05	83,21	82,13	25,77	88,20
ТП 761	0,81	3,20	3,30	39,60	16,32	42,83	40,41	19,52	46,13
ТП 780	0,46	1,83	1,89	12,00	20,40	23,67	12,46	22,23	25,56
ТП 1743	1,66	4,79	5,06	82,50	16,50	84,13	84,16	21,29	89,19

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г



# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Резьбовитесь  
РДЗ-35/1000 УХЛ1

Сборные шины АС - 120/19

Резьбовитесь  
РДЗ-35/1000 УХЛ1

Ограничитель  
перенапряжений  
ОМН - 35УХЛ1

Трансформатор  
напряжения  
НАМН 35 УХЛ1

Трансформатор тока  
ТОДЗ-35-III

Выключатель  
ВГБ-35-12,5/6,00 УХЛ1

Ограничитель  
перенапряжений  
ОМН - 35УХЛ1

Силовой трансформатор  
Т1 ТМН 1000/35  
Т2 ТМН 1000/35

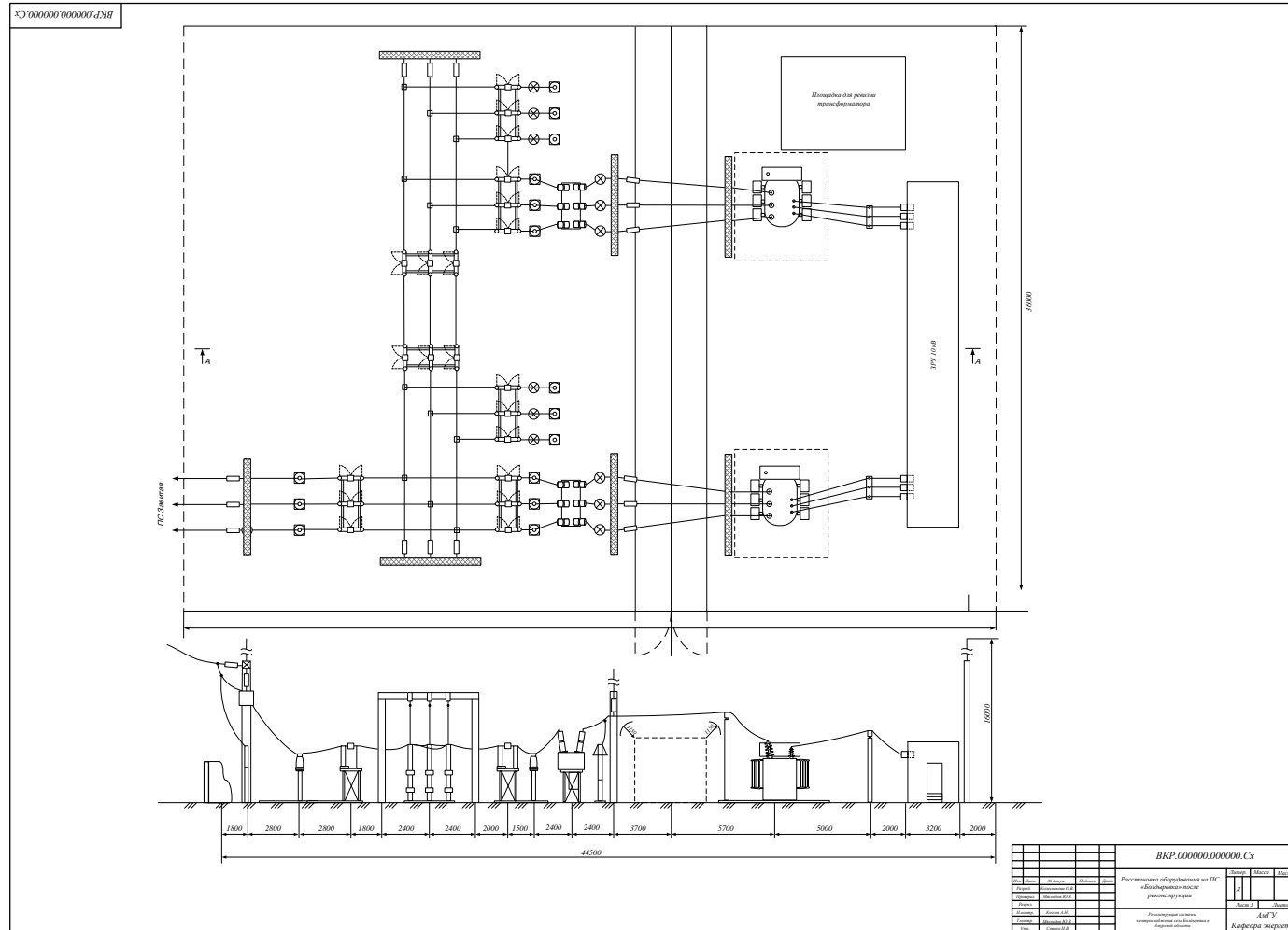
№ штыря	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16	18	
КВЭ - 10 кВ																			
	Исполнение	Трансформатор напряжения	Фидер №1	Фидер №5	Фидер №7	Р-штырь	Р-штырь	Выход 10 кВ №1 трансформатор Т1	Трансформатор тока обмотка нулевой №1	Степень защиты выключателя	Сток шин	Трансформатор тока обмотка нулевой №2	Выход 10 кВ №2 трансформатор Т2	Трансформаторный лоток	Р-штырь	Фидер №12	Фидер №14	Р-штырь	Трансформатор напряжения
Выключатель, предохранитель, ОМН	ОМН - 10УХЛ1 ПКТ-10	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ВГБ-М-6/10-31,5-6,30	ОМН - 10УХЛ1 ПКТ-10
ТТ, ТН, КВ и ТУН	НАМН 10 УХЛ1	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТС - 25/30	ТЛЭК - 10/150	ТС - 25/30	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	ТЛЭК - 10/150	НАМН 10 УХЛ1

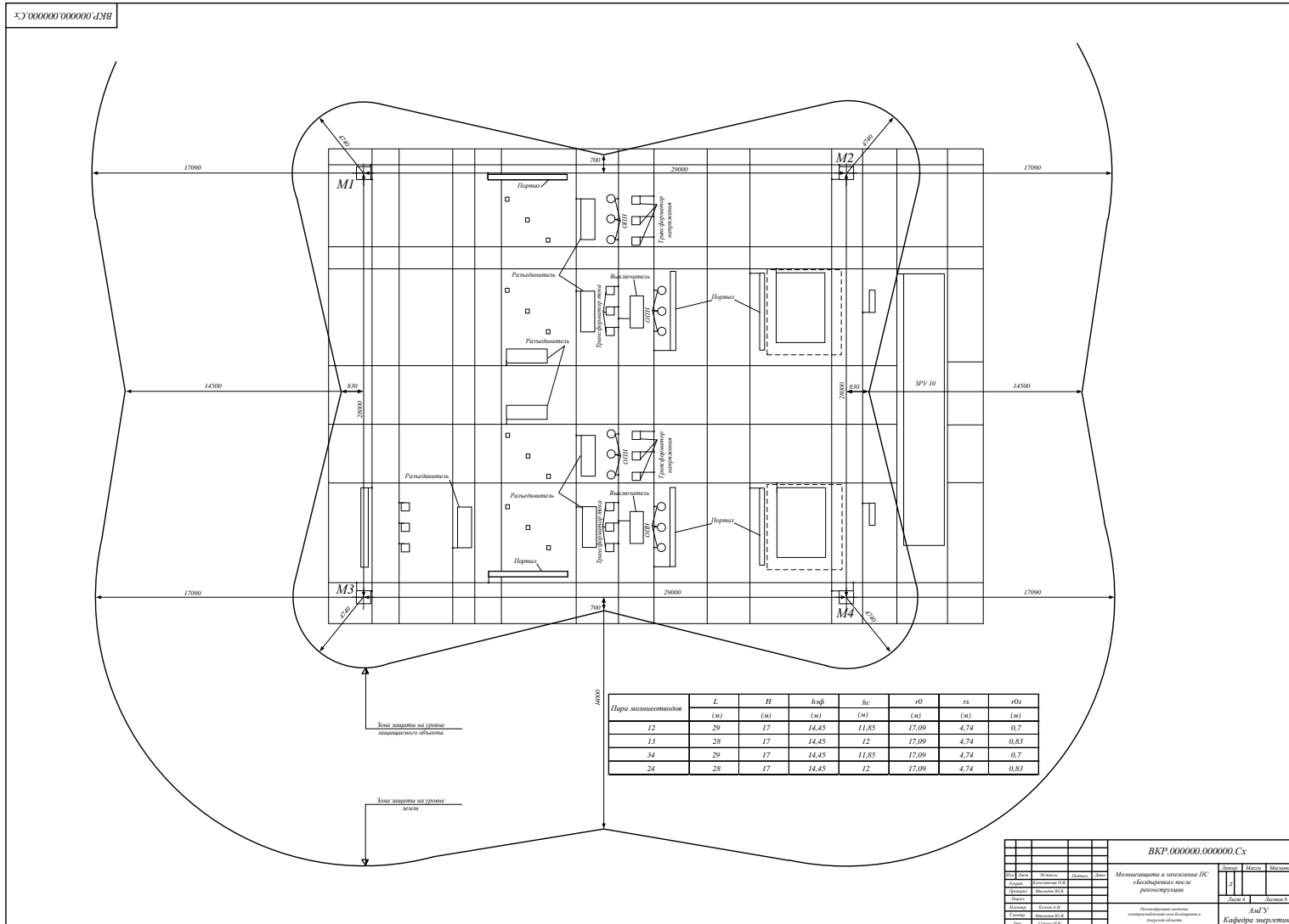
ВКР.000000.000000.Сх									
Подобрать оборудование согласно ПУЭ-библиотечные материалы									
АвГУ Кабинет управления									



# ПРИЛОЖЕНИЕ Е



# ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



# ПРИЛОЖЕНИЕ 3

