

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села  
Степное Еврейской автономной области для повышения надежности  
электроснабжения

Исполнитель

студент группы 842об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Е. Ковшик

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Ковшика Константина Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Степное Еврейской автономной области для повышения надежности электроснабжения

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506УЧ)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная однолинейная схема подстанции Биджан 110/35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Биджан

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, консультант по безопасности и экологичности, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 стр. , 10 рисунков, 27 таблиц, 99 формул, 21 источник, 3 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ  
КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ МАКСИМУМОВ НАГРУЗКИ,  
КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР,  
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

Данная работа посвящена разработке проекта современной системы электроснабжения села Степное Еврейской автономной области с центром питания ПС Биджан напряжением 110/35/10 кВ. На основании анализа всех недостатков существующей системы электроснабжения, разработан вариант данной системы соответствующий всем требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе так же проведена глубокая реконструкция и модернизация источника питания ПС Биджан с заменой всего электротехнического оборудования включая силовое, защитное и измерительное.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика села Степное	9
1.1 Краткое описание села Степное	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села Степное	11
1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения села Степное и источника питания	12
2 Анализ существующей системы электроснабжения села Степное	13
2.1 Источник питания и его анализ	13
2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ села Степное и ее анализ	17
3 Расчет электрических нагрузок	20
4 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	25
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	28
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ТП	31
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС Биджан	34
8 Компенсация реактивной мощности	35
9 Расчет токов короткого замыкания на ПС Биджан	37
10 Выбор оборудования подстанции Биджан	44
10.1 Проверка выключателей 110 кВ	45
10.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	47
10.3 Выбор разъединителей 110 кВ	47
10.4 Выбор высокочастотного заградителя связи	48
10.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ	48
10.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	50
10.7 Выбор трансформаторов тока	50
10.8 Выбор трансформаторов напряжения	53
10.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	54

10.10	Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	55
10.11	Выбор опорных изоляторов	57
11	Выбор сечений ВЛ 10 кВ	59
12	Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	61
12.1	Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	63
12.2	Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	64
13	Защита трансформаторов 110 кВ	66
13.1	Дифференциальная защита	66
13.2	Защита от перегрузки	68
13.3	Максимальная токовая защита	68
13.4	Газовая защита	69
14	Защита трансформаторов ТП	70
15	Автоматический ввод резерва	71
16	Автоматическое повторное включение	72
17	Автоматическая частотная разгрузка	73
18	Расчет экономических показателей	74
19	Безопасность и экологичность	76
19.1	Безопасность	76
19.2	Экологичность	90
19.3	Чрезвычайные ситуации	95
	Заключение	98
	Библиографический список	99
	Приложение А – Результаты расчета нагрузок	101
	Приложение Б – Коэффициенты загрузки трансформаторов ТП	102
	Приложение В – Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП	103

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – понижающая электрическая подстанция;

СВ – секционный выключатель.

## ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе рассмотрен вопрос который довольно остро стоит в системе электроснабжения села Степное Еврейской автономной области, в частности он касается необходимости замены изношенного оборудования как на комплектных трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, на питающих сетях а так же на самом источнике питания подстанции Биджан напряжением 110/35/10 кВ. Данная необходимость возникает в связи увеличением нагрузок и требований к качеству, надежности электроснабжения потребителей расположенных в данном селе. Постоянный рост количества потребители связанный с жилой застройкой и появлением иных потребителей приводит к необходимости реконструкции и модернизации системы электроснабжения для соответствия накладываемым требованиям

Цель представленной работы – предоставление готового проекта по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей села Степное с центром питания подстанцией Биджан напряжением 110/35/10 кВ, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

Актуальность представленной работы – заключатся в том что успешная работа сетевого предприятия в большей степени зависит качества и надежности поставляемой им потребителям электрической энергии. Выход из строя электротехнического оборудования трансформаторных подстанций и сетей, ввиду его физического износа, приводит к незапланированным ремонтным работам которые зачастую требуют значительных финансовых затрат, так же перебои в электроснабжении потребителей могут обернуться значительными экономическими затратами. Данный факт приводит к тому что своевременная замена электротехнического оборудования в значительной степени повысит качество обслуживания потребителей, позволит уменьшить до минимального уровня экономические потери от недоотпусков, избежать штрафов, на

первоначальном этапе обойтись от выполнения ремонтных работ на вновь введенном оборудовании.

Практическая значимость представленной работы – заключается в определении фактических уровней загрузки электрической сети в частности силовых трансформаторов, линий электропередачи рассматриваемого села Степное, на основании полученных данных в работе будет выбрано все необходимое оборудование и определены его технические характеристики.

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА СТЕПНОЕ

## 1.1 Краткое описание села Степное

Село Степное расположено в центральной части Еврейской автономной области, стоит в долине реки Биджан, до правого берега около 8 км. Село Степное расположено в 8 км к югу от административного центра сельского поселения села Биджан. Южнее села Степное находится село Венцелево. План села Степное представлен на рисунке 1.

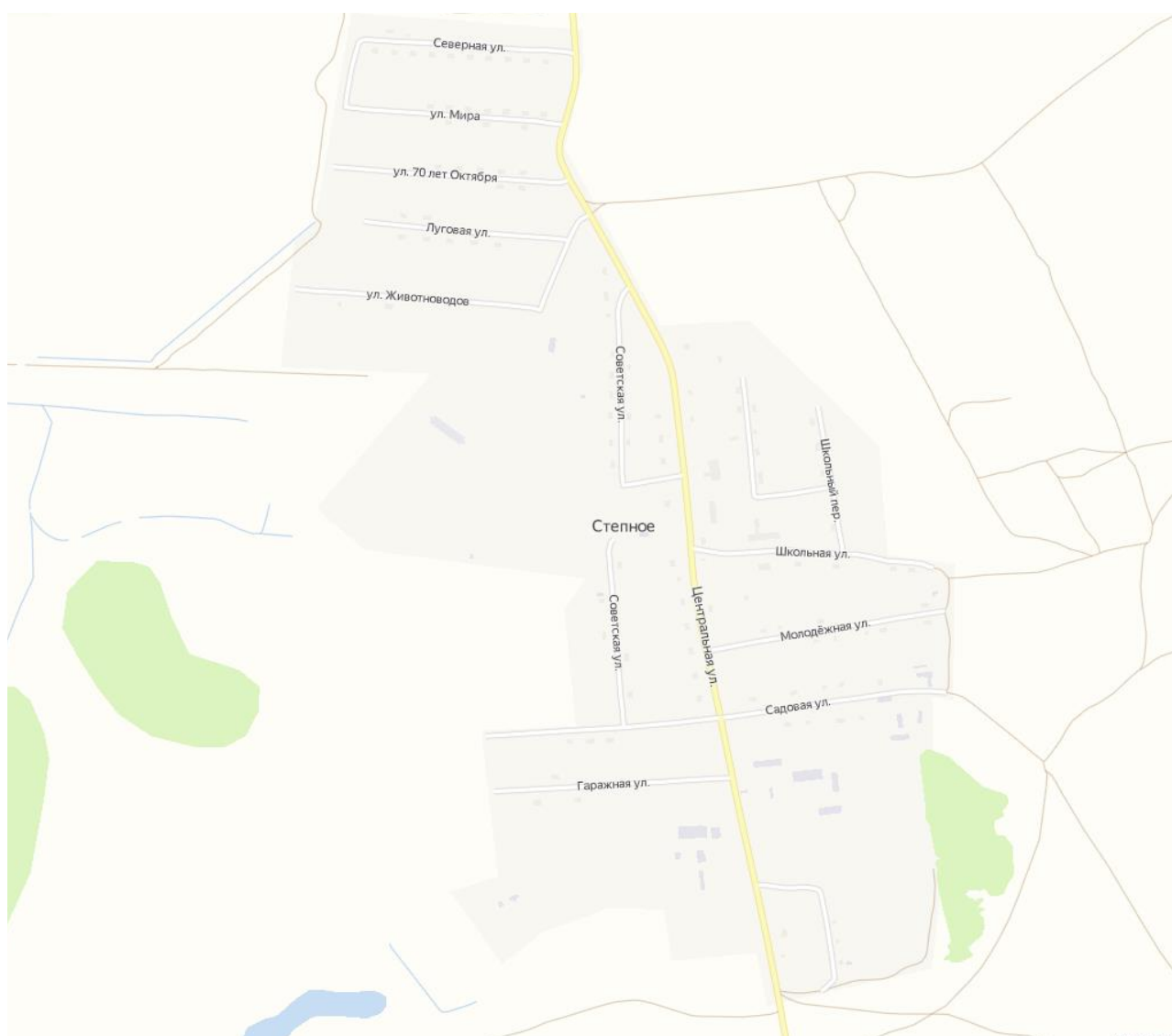


Рисунок 1 – План села Степное

1961 году указом Президиума Верховного Совета РСФСР поселок первого отделения Добринского совхоза переименован в село Степное.

Общая численность населения по итогам переписи по состоянию на 2020 год составляет 533 человека.

Основная часть населения занята в сельскохозяйственной промышленности, выращиванием различных культур.

В настоящее время село развивается за счет увеличения посевных площадей и приезда в село населения с соседних районов области, растет количества частных домов и соответствующей инфраструктуры.

## **1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности**

Выбор электрических коммутационных аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи должно выполняться с учетом климатических условий района в котором они будут установлены.

На основании вышесказанного необходимо проводить выбор оборудования основываясь на климатической характеристике местности поэтому в данном разделе приводятся все необходимые данные указанные в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Высшая температура воздуха, °С	40
Число грозových часов в год	88
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Температура гололедообразования, °С	-10
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3

Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС Биджан так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения напряжением 10 кВ.

### **1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии села Степное**

В рассматриваемом районе электрических сетей села Степное, как указывалось ранее, основную долю потребителей электрической энергии составляют объекты жилищно- коммунального назначения, в частности это отдельные жилые дома как частные так и многоквартирные. Дополнительно следует отметить значительное количество гаражей, различные магазины, парикмахерские и другие объекты индивидуального предпринимательства. На рассматриваемой территории расположены административные здания и различные склады, общественные здания. Так же следует отметить наличие наружного освещения улиц которое используется в рассматриваемом районе.

Всех потребителей электрической энергии можно классифицировать по значительному количеству категорий включая следующие:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности электроснабжения.

Теперь необходимо провести классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемой части электрических сетей: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока они относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители третьей категории,

остальные вторую категорию, потребители первой категории и ее отдельной группы в нагрузке отсутствуют.

#### **1.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения села Степное и источника питания.**

Как указывалось ранее наиболее часто встречающейся проблемой в рассматриваемом участке районных электрических сетей является повсеместный выход из строя оборудования напрямую связанный с физическим износом.

Основная масса электротехнического оборудования практически полностью исчерпала свой ресурс и требуется скорейшая его замена на более современное и надежное, к примеру на ВЛ 10 кВ используются деревянные опоры для которых характерным является загнивание оснований, на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ требуется замена силовых трансформаторов в связи с периодическим выходом их из строя связанным с различными нагревами контактных соединений, снижением изоляционных свойств применяемых материалов, периодическими течами масла. Защитное и коммутационное оборудование на указанных ТП так же не справляется с возложенными на него обязанностями, при возникновении различных ненормальных режимов работы в том числе коротких замыканий данные устройства не отработывают должным образом и не отключают повреждение.

На источнике питания ПС Биджан имеется аналогичная проблема такая же как и в системе электроснабжения 10 кВ, требуется установка современного оборудования которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям надёжности и качества электроснабжения потребителей.

Вторая проблема относительно надёжности электроснабжения заключается в том что все потребители в частности ТП 10/0,4 кВ на некоторых направлениях получают питание по одному фидеру и поэтому замена оборудования позволит в значительной степени снизить вероятность отключения потребителей при различных нештатных ситуациях.

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА СТЕПНОЕ

### 2.1 Источник питания и его анализ

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения села Степное в Еврейской автономной области где основной проблемой является физический износ оборудования как в сетях, так и на источнике питания, для решения вопроса надежности на источнике питания и в сети, предусматривается замена изношенного оборудования на современное.

Рассмотрим подробно источник питания села Степное - подстанцию Биджан 110/35/10 кВ. Подробная однолинейная схема представлена на рисунке 2. На данном объекте имеется два распределительных устройства, рассмотрим их отдельно:

РУ 110 кВ: выполнено по нетиповой схеме «мостик с выключателями со стороны трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий», при этом в ремонтной перемычке установлен дополнительный выключатель для подключения дополнительной линии, данная схема в своем типовом исполнении применяется на проходных двух-трансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок). Дополнительной особенностью данного РУ является применение отделителя с короткозамкательем при подключении трансформатора №1, данный коммутационный аппарат практически не применяется в настоящее время на вновь вводимых объектах электроэнергетики поэтому в данной работе будет принято решение о его замене на выключатель.

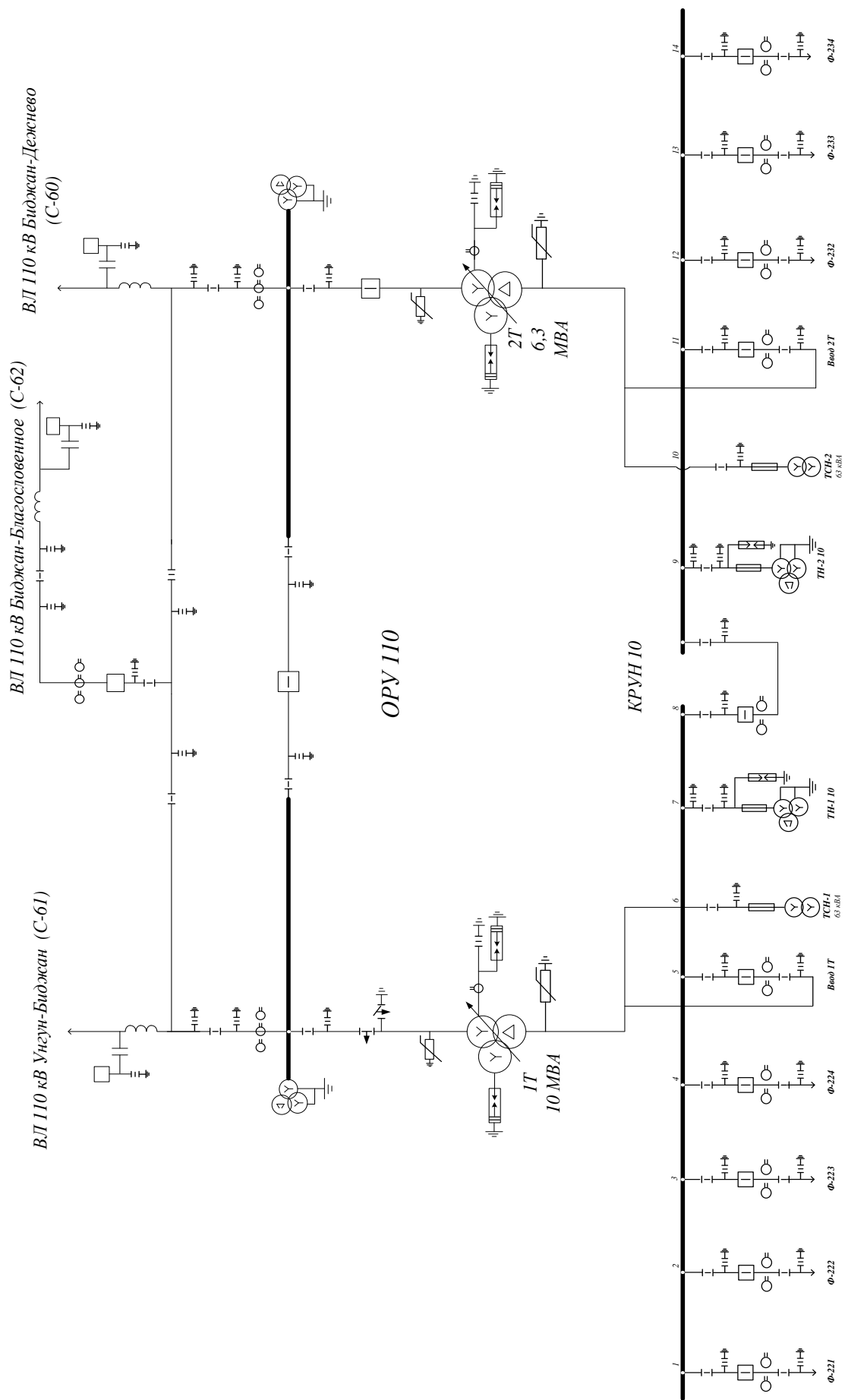


Рисунок 2 – Существующая подробная однолинейная схема ПС Биджан

В данном случае количество ВЛ подключенных к ОРУ 110 кВ составляет 3, связь по ним осуществляется с ПС Унгун, Благословенное, Дежнево. Данная схема РУ имеет довольно высокую надежность однако не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения (за исключением выключателя в перемычке), плюсом данной схемы является незначительное количество коммутационных аппаратов, и соответственно простота обслуживания.

РУ 35 кВ: на данной ПС отсутствует при том условии что на ПС установлены трехобмоточные трансформаторы

РУ 10 кВ: выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем», данная схема применяется для подстанции на стороне низкого напряжения 6, 10 кВ. В данном случае количество присоединяемых фидеров составляет 7. На секционном выключателе имеется устройство АВР что позволяет автоматически переводить питание секции от смежного трансформатора с минимальным временем перерыва питания. Особенностью данного РУ является его исполнение типа КРУН выкатных ячейки отсутствует и это накладывает некоторые ограничения на скорость обслуживания и ремонтные работы, в связи со сказанным в данной работе предполагается заменить данное устаревшее РУ на современное КРУ с выкатанными ячейками выключателей.

Силовые трансформаторы на подстанции Биджан установлены трехобмоточные типа Т1 ТДТН 10000/110/35/10: с системой охлаждения типа Д (естественная циркуляция масла внутри бака трансформатора, и принудительная циркуляция воздуха за счет специально установленных вентиляторов), трансформатор снабжён устройством регулирования напряжения под нагрузкой - РПН, Т2 ТМТН 6300/110/35/0: с системой охлаждения типа М (естественная циркуляция масла внутри бака трансформатора, и естественная циркуляция воздуха), трансформатор так же снабжён устройством регулирования напряжения под нагрузкой - РПН,

основные технические характеристики трансформаторов необходимые для дальнейших расчетов приведены в таблице 2, 3:

Таблица 2 – Основные характеристики ТДТН 10000/110/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	10000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение СН (номинальное)	38,5 кВ
Напряжение НН (номинальное)	10,5 кВ
Ток холостого хода	1,0 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-СН	17,5 %
Напряжение КЗ обмоток СН-НН	6,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	17,0 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	76,0 кВт
Масса масла	15,0 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,4×3,7×5,5 м

Таблица 3 – Основные характеристики ТМТН 6300/110/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	6300 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение СН (номинальное)	38,5 кВ
Напряжение НН (номинальное)	10,5 кВ
Ток холостого хода	1,1 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	10,5 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-СН	17,0 %
Напряжение КЗ обмоток СН-НН	6,0 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	12,5 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	52,0 кВт
Масса масла	12,8 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,1×4,4×5,1 м



## **2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ села Степное и ее анализ**

В данном разделе работы проводим анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого участка сети, для этого на рисунке 3 представлена поопорная схема расположения ТП.

От подстанции Биджан получает питание один фидер № 222, питающий трансформаторные подстанции села Степное, при этом общее количество ТП получающих питание от него составляет 7, все ТП имеют одно трансформаторное исполнение что соответствует категории надежности подключенных потребителей.

Рассмотрим подробно характеристики данного фидера:

- Схема питания: радиальная
- Общее количество подключённых ТП: 7 шт
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 100-400 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 17,46км
- Резервирование: осуществляется от фидера №50 ПС Дежнево 110/35/10

кВ

- Тип опор ВЛ: деревянные
- Основные недостатки системы электроснабжения потребителей данного фидера: материал используемого проводника ВЛ провод АС который в настоящее время практически не используется в современных системах электроснабжения т.к. существуют новые типы с лучшими характеристиками например СИП, при использовании провода АС высока вероятность повреждения ВЛ из за коротких трехфазных, двухфазных и однофазных замыканий (ввиду отсутствия изолирующей оболочки) вследствие природных условий либо человеческого фактора, так же к недостаткам данного типа проводника можно отнести большие потери напряжения по сравнению с СИП ввиду большего реактивного сопротивления.

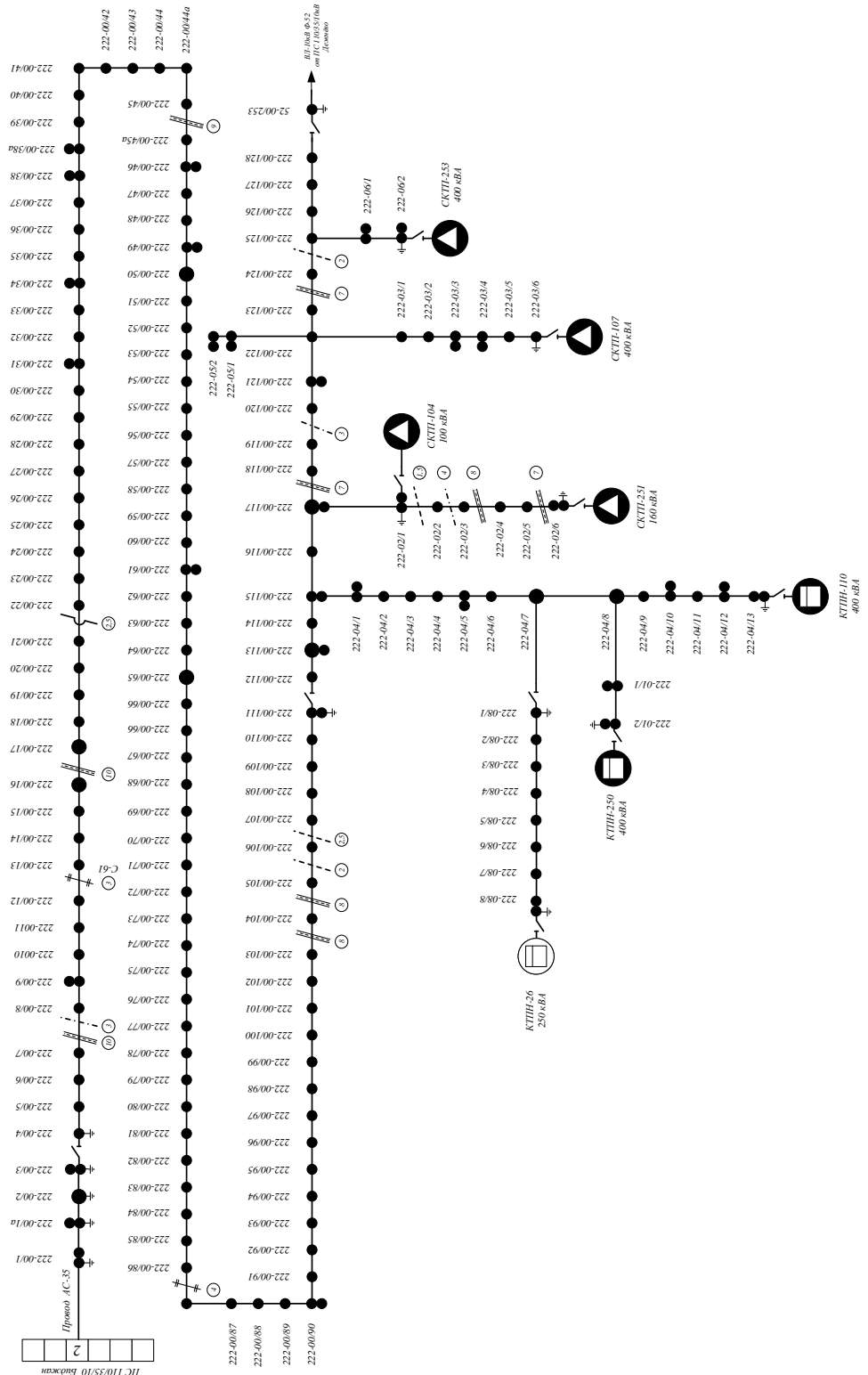


Рисунок 3 – Существующая поопорная схема расположения ТП села Степанов

Следует отметить что используемые в настоящее время на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ силовые трансформаторы типа ТМ так же имеют множество недостатков по сравнению с современными сухими, к ним можно отнести следующие: необходимость периодического контроля наличия масла в расширительном и в основном баке, вероятность возникновения пожара вследствие разгерметизации, повышенный шум и потери мощности данного типа трансформаторов, необходимость периодического контроля состояния масла и.т.д. Современные типы трансформаторов типа ТСЛ, которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП в данной работе, лишены указанных недостатков, а так же имеют меньшую стоимость.

Дополнительно следует отметить неудовлетворительное состояние воздушных линий электропередачи, в некоторых случаях имеет место проседание грунта под опорами, загнивание оснований и подпорок, перекосы и.т.д., все указанные недостатки следует учесть при реконструкции системы электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе проводится расчёт электрических нагрузок всех потребителей в рассматриваемом районе электрической сети, при этом используется метод удельных электрических нагрузок который заключается в том что каждый потребитель представляет собой единичную нагрузку и соответственно при определении суммарной мощности всех потребителей удельная мощность каждого умножается на количество потребителей, при этом следует отметить что в случае если потребители имеют различные характеристики то соответственно должен выводиться коэффициент участия в максимуме нагрузки для тех потребителей которые имеют меньшую нагрузку.

В рассматриваемом районе электрических сетей все потребители электрической энергии имеют различные характеристики и поэтому при подсчете суммарной мощности нагрузки для каждой трансформаторной подстанции соответственно должны все они учитываться в полном объеме включая удельную мощность а также коэффициент реактивной мощности каждого потребителя.

Суммарная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения трансформаторной подстанции рассчитывается по специальной формуле в которой соответственно максимум нагрузки задаёт тот потребитель который имеет максимальную мощность нагрузки и при этом все остальные потребители будут входить в состав данной нагрузки с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Реактивная мощность нагрузки каждого отдельного потребителя рассчитывается через значение активной мощности при этом применяется коэффициент реактивной мощности который определяется согласно справочным данным.

Суммарная реактивная мощность нагрузки определяется по аналогичной формуле что и для активной мощности нагрузки.

Проводим расчет на примере ТП № 251, экспликация зданий подключенных к ТП представлена на рисунке 4, подробная информация о потребителях данной ТП представлена в таблице 4:

Таблица 4 – Данные о потребителях

Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м <sup>2</sup> )	$P_{yo}$ (кВт)	tgφ
Кафе	1	22 места	1,1	0,6
Коттедж	6	-	8,7	0,2
Магазин	2	32	0,3	0,7
Административное здание	2	160	0,06	0,57
Складское помещение	1	490	0,02	0,4

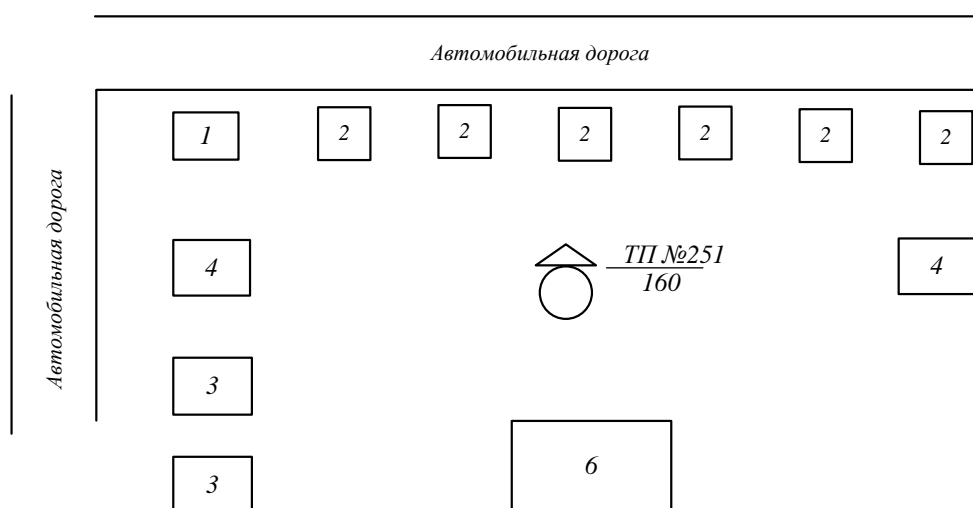


Рисунок 4 – Расположение потребителей

Воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид:

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

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

$P_{zdi}$  – расчетная нагрузка потребителя;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчетная активная мощность коттеджей [1]:

$$P_{кот} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \quad (2)$$

где  $P_{кот.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/коттедж);

$n_{кот}$  – количество коттеджей.

Расчетная реактивная мощность домов [1]:

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

Расчетная активная мощность торговых помещений:

$$P_{торг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (4)$$

где  $P_{торг.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность торговых помещений:

$$Q_{торг} = P_{торг} \cdot tg \varphi \quad (5)$$

Расчетная активная мощность кафе:

$$P_{кафе} = P_{кафе.уд} \cdot M \quad (6)$$

где  $P_{кафе.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность кафе:

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

Расчетная активная мощность административных зданий:

$$P_{админ} = P_{админ.уд} \cdot M \quad (8)$$

где  $P_{админ.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность административных зданий:

$$Q_{админ} = P_{админ} \cdot tg \varphi \quad (9)$$

Расчетная активная мощность склада:

$$P_{скл} = P_{скл.уд} \cdot M \quad (10)$$

где  $P_{скл.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность склада:

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

Проводим расчет:

$$P_{кот} = 8,7 \cdot 6 = 52,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кот} = 52,2 \cdot 0,2 = 10,44 \text{ (квар)}$$

$$P_{торг} = 0,3 \cdot 2 \cdot 32 = 19,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{торг} = 19,2 \cdot 0,7 = 13,44 \text{ (квар)}$$

$$P_{кафе} = 1,1 \cdot 22 = 24,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кафе} = 24,2 \cdot 0,6 = 14,52 \text{ (квар)}$$

$$P_{админ} = 0,06 \cdot 2 \cdot 160 = 19,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{админ} = 19,2 \cdot 0,57 = 10,94 \text{ (квар)}$$

$$P_{скл} = 0,02 \cdot 490 = 9,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{скл} = 9,8 \cdot 0,4 = 3,92 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах ТП при смешанном питании:

$$P_{P0,4} = P_{кот} + P_{кафе} \cdot k_{y1} + P_{торг} \cdot k_{y2} + P_{админ} \cdot k_{y3} + P_{скл} \cdot k_{y4} \quad (12)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{кот} + Q_{кафе} \cdot k_{y1} + Q_{торг} \cdot k_{y2} + Q_{админ} \cdot k_{y3} + Q_{скл} \cdot k_{y4} \quad (13)$$

$$P_{P0,4} = 52,2 + 19,2 \cdot 0,6 + 24,2 \cdot 0,6 + 19,2 \cdot 0,6 + 9,8 \cdot 0,9 = 90,55 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 10,44 + 13,44 \cdot 0,6 + 14,52 \cdot 0,6 + 10,94 \cdot 0,6 + 3,92 \cdot 0,9 = 28,37 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (14)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{90,55^2 + 28,37^2} = 94,91 \text{ (кВА)}$$

Таким же образом проводится расчет мощности нагрузки для остальных ТП, результаты заносим в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета нагрузок

Номер ТП	Кол-во тр-ров (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
26	1	250	212,50	55,25	219,57
104	1	100	75,20	26,32	79,67
107	1	400	421,20	117,94	437,40
110	1	400	396,00	142,56	420,88
250	1	400	435,20	174,08	468,72
251	1	160	90,55	28,37	94,91
253	1	400	340,40	98,72	354,42

Так же расчет нагрузок указан в приложении А.

Далее проводим расчет и анализ коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций.

Если коэффициент загрузки превышает нормативное значение следовательно принимаем решение о необходимости реконструкции данной ТП



#### 4 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Основной характеристикой работы трансформаторной подстанции является коэффициент загрузки электрооборудования которая расположена в ней в частности коэффициент загрузки силовых трансформаторов.

Данный параметр является очень важным при работе силового трансформатора и он позволяет определить в каком режиме оборудование находится в определённый момент времени.

Таким образом по значению коэффициента загрузки можно определить насколько расходуется ресурс электрооборудования, либо оно работает в режиме холостого хода либо оно работает в режиме с перегрузкой.

Значение данного коэффициента регламентируется и должно составлять для одно трансформаторных подстанций не более 0,9.

В случае если коэффициент загрузки имеет значение менее чем 0,5 соответственно данные трансформаторы используются нерационально и не экономично так как потери мощности в силовом трансформаторе сопоставимы с той нагрузкой которая потребляется с шин низкого напряжения данной трансформаторной подстанции.

В противоположном случае если коэффициент загрузки имеет значение более чем единица соответственно происходит перегрузка оборудования и данный режим работы недопустим по условиям безопасности так как может произойти выход из строя оборудования с возникновением чрезвычайной ситуации.

В данном разделе будем проводить расчёт коэффициентов загрузки всех трансформаторных подстанций в рассматриваемом районе электрических сетей с целью дальнейшего анализа полученных данных и определения необходимости реконструкции каждой из них согласно полученным данным. Коэффициент загрузки трансформатора ТП определяется следующим образом:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (15)$$

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

$N$  - количество трансформаторов ТП.

Формула расчета коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{зф.пав} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot (N - 1)} \quad (16)$$

Проводим расчет на примере ТП 251:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{90,55^2 + 28,37^2}}{160 \cdot 1} = 0,58$$

Расчетное значение коэффициента загрузки трансформатора имеет значение не превышающее нормативного 0,9 следовательно замена оборудования не требуется, результаты для остальных ТП заносим в таблицу 6, одновременно судя по коэффициенту загрузки принимаем решение о необходимости реконструкции ТП:

Таблица 6 – Коэффициенты загрузки трансформаторов ТП

ТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	Кол-во тр-ров (шт.)	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.пав}$	Реконструкция ТП
26	250	1	219,57	0,85	-	Не требуется
104	100	1	79,67	0,80	-	Не требуется
107	400	1	437,40	<b><u>1,09</u></b>	-	Требуется
110	400	1	420,88	<b><u>1,05</u></b>	-	Требуется
250	400	1	468,72	<b><u>1,17</u></b>	-	Требуется
251	160	1	94,80	0,58	-	Не требуется
253	400	1	354,42	0,89	-	Не требуется

Расчет приведен в приложении Б.

Таким образом расчет коэффициента загрузки на всех ТП показал что на части из них происходит систематическая перегрузка оборудования,

следовательно в данной работе рассмотрим замену оборудования на данных ТП с целью соответствия коэффициента загрузки нормативным значениям. При реконструкции ТП предпочтение будем отдавать современному оборудованию в частности выбирать современные силовые трансформаторы.

## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данном разделе на основании полученных данных о расчётных нагрузках на трансформаторных подстанциях будем проводить выбор номинальной мощности и типа силового трансформатора для тех ТП где в этом есть необходимость то есть на тех трансформаторных подстанциях где коэффициент загрузки превышает нормативное значение.

Таким образом количество трансформаторов на подстанциях изменять не будем так как в настоящее время они соответствуют тем категориям потребителей которые подключены непосредственно к шинам низкого напряжения данных объектов.

Расчётная мощность трансформатора которая требуется для установки на данной трансформаторной подстанции зависит соответственно от мощности нагрузки на стороне низкого напряжения, также от количества трансформаторов которые должны быть установлены на данной ТП, от нормативного коэффициента загрузки который в свою очередь зависит от количества трансформаторов на ТП.

Как указывалось ранее количество трансформаторов на всех ТП не изменяется поэтому данный коэффициент принимаем равным 0,9.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [1]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (17)$$

где  $K_3$  - нормативных коэффициент загрузки;

$N$  – количество трансформаторов

После определения данной мощности необходимо принять равное или большее значение из стандартного ряда мощностей и пересчитать коэффициент загрузки.

Проводим расчет требуемой мощности трансформатора на примере ТП 107:

$$S_{pmp} = \frac{437,4}{0,9 \cdot 1} = 486,0 \text{ (кВА)}$$

Исходя из полученного значения принимаем ближайшее большее значение из стандартного ряда номинальных мощностей. Принимаем номинальную мощность 630 кВА.

Находим расчетный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ТП:

$$K_{зф} = \frac{437,4}{630 \cdot 1} = 0,69 \leq 0,9$$

Т.к. полученное значение коэффициента загрузки имеет приемлемое значение, следовательно номинальная мощность выбрана верно, результаты расчетов для остальных ТП сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{pmp}$ (кВА)	$N$ (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$K_{зф}$
107	437,40	486	1	630	0,69
110	420,88	467,6	1	630	0,67
250	468,72	520,8	1	630	0,74

Таким образом расчет показал что коэффициенты загрузки всех трансформаторов имеют приемлемое значение не превышающее нормированного. Расчет приведен в приложении В.

При реконструкции системы электроснабжения как указывалось ранее предпочтение отдаем современным типам электрического оборудования которое будет установлено на трансформаторных подстанциях в частности принимаем решение устанавливать силовые трансформаторы с литой изоляцией которые обладают значительным количеством достоинств по сравнению с существующими маслонаполненными трансформаторами.

Таким образом основными достоинствами являются высокая пожаростойкость так как отсутствуют горючие материалы в частности

трансформаторное масло, дополнительно следует отнести высокую стойкость к токам короткого замыкания а также к токам перегрузки так как литая изоляция обладает очень высокой теплопроводностью и эффективно отводит тепло от обмоток трансформатора соответственно они могут длительное время находиться под значительной нагрузкой без повреждения.

Дополнительными особенностями являются меньшие габариты по сравнению с трансформаторами с масляной изоляцией так как у них отсутствует расширительный бак и соответственно габариты значительно меньше поэтому при реконструкции ТП увеличение мощности силового трансформатора не требует изменения размеров самой трансформаторной подстанции т.к. как это не требуется по условиям установки оборудования.

Дополнительно следует отметить меньшее звуковое давление со стороны данного электрооборудования а также меньшие потери мощности энергии при его эксплуатации.

При установке данного электрооборудования в трансформаторную подстанцию отсутствует необходимость в изготовлении специального маслоприемника.

И также отметим в качестве достоинств значительно меньше эксплуатационные затраты при эксплуатации данного электрооборудования так как они практически не требуют постоянного технического обслуживания и иных мероприятий. Паспортные данные оборудования сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Технические характеристики трансформаторов ТС 630/10/0,4

Тип	$i_{xx}$ (%)	$u_{кз}$ (%)	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)
ТС-630/10/0,4	0,4	6,0	1,15	6,65

Далее проводим расчет потерь мощности в силовых трансформаторах всех ТП.

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ТП

Как любое другое электрическое оборудование силовые трансформаторы при своей работе выделяют значительное количество тепла и соответственно в них происходят потери мощности и энергии, в данном разделе производится расчёт таких параметров как потери активной, реактивной энергии и мощности в силовых трансформаторах.

При дальнейших расчётах понадобятся данные о мощности нагрузки на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций которая в свою очередь складывается из потерь мощности в силовых трансформаторах и мощности нагрузки на стороне низкого напряжения.

Составляющие потерь мощности такие как потеря активной мощности и потеря реактивной мощности зависят от значительного количества параметров трансформатора в частности потери активной мощности напрямую зависят от коэффициента загрузки силового трансформатора и чем он больше соответственно и большие потери активной мощности. Потери активной мощности складывается из потерь в режиме холостого хода но также из потерь короткого замыкания.

Потери реактивной мощности зависят от технических характеристик силового трансформатора от его номинальной мощности и фактической нагрузки на стороне низкого напряжения.

Потери активной и реактивной мощности определяем как [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{ном.тр}}{100} \quad (19)$$

где  $S_{P0,4}$  - полная расчетная мощность на шинах НН ИП

$u_{кз\%}$  - напряжение КЗ

$i_{хх\%}$  - ток ХХ

$\Delta P_{к}, \Delta P_{х}$  - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ трансформатора.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (20)$$

После определения потерь в трансформаторе полученное значение складывается с со значением мощности нагрузки 0,4 кВ:

$$P_{p10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (21)$$

$$Q_{p10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (22)$$

$$S_{p10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (23)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе ТП 107:

$$\Delta P_m = 6,65 \cdot 0,69^2 + 1,15 = 4,33 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{6,0 \cdot 437,4^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,4 \cdot 630}{100} = 20,75 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,33^2 + 20,75^2} = 21,19 \text{ (кВА)}$$

Применительно к ТП 107:

$$P_{p10} = 421,2 + 4,33 = 425,53 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10} = 117,94 + 20,75 = 138,69 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10} = 437,4 + 21,19 = 458,59 \text{ (кВА)}$$



Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других ТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 9:

Таблица 9 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	2,17	10,41	10,64	214,67	65,66	230,21
104	0,79	3,78	3,86	75,99	30,10	83,53
107	4,32	20,74	21,19	425,52	138,68	458,59
110	4,16	19,96	20,39	400,16	162,52	441,27
250	4,63	22,23	22,70	439,83	196,31	491,42
251	0,94	4,50	4,59	91,39	32,89	99,39
253	3,50	16,81	17,17	343,90	115,53	371,59
Суммарное значение				1991,46	741,68	2175,99

Расчет так же приведен в приложении В.

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС БИДЖАН

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС Биджан по следующей формуле [10]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{p10i} \quad (24)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{p10i} \quad (25)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{p10i} \quad (26)$$

где  $k_o$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,8 (при количестве трансформаторов 6-10).

$$P_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 1991,46 = 1593,16 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 741,68 = 593,34 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 2175,99 = 1740,79 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах, при компенсации реактивной мощности на ПС Биджан

## 8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе будем производить расчёт и определение экономической целесообразности установки компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения источника питания в частности подстанции Биджан.

Установка данных устройств на шинах низкого напряжения должна быть экономически обоснована в соответствии с коэффициентом реактивной мощности который в свою очередь зависит от уровня номинального напряжения той электроустановки где он будет установлен.

Номинальная мощность устройств компенсации реактивной мощности зависит от данного коэффициента а также от расчётной мощности нагрузки как активной так и реактивной на шинах низкого напряжения источника питания.

Данные устройства целесообразно устанавливать на тех источниках где имеется значительный уровень потребления реактивной мощности так как они позволяют в значительной степени улучшать режим работы электроустановки а также повысить напряжение в той точке энергосистемы где они устанавливаются.

Дополнительными особенностями данных устройств компенсации реактивной мощности является то что они в значительной степени позволяет снизить потери электроэнергии и мощности в системе электроснабжения так как выработка реактивной мощности происходит непосредственно на шинах куда подключается потребитель и соответственно отсутствует необходимость передачи данной мощности через систему электроснабжения от основного источника питания.

Промышленностью выпускается значительное количество данных устройств включая и с автоматическим регулированием в зависимости от требуемого уровня напряжения на шинах.

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

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (27)$$

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

$$Q_k = 593,34 - 1593,16 \cdot 0,5 = -203,24 \text{ (квар)}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка данного оборудования на шинах 10 кВ ПС Биджан не требуется.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС БИДЖАН

Расчёт токов короткого замыкания может производиться несколькими методами в частности это метод относительных единиц или метод именованных единиц при этом основной особенностью метода относительных единиц является его простота и он применяется в основном при значительном количестве вычислений.

В случае использования данного метода требуется задание базисной мощности которая принимается произвольно для удобства выполнения различных расчётов, также для метода относительных единиц особенностью является расчёт базисных токов на всех ступенях трансформации системы электроснабжения.

В методе именованных единиц все параметры элементов в частности сопротивления и ЭДС задаются в именованных единицах то есть в омах и киловольтах.

И соответственно все элементы в частности сопротивления и ЭДС приводятся к одной из степеней ступени трансформации на которой будет производиться непосредственно расчёт токов короткого замыкания.

Метод именованных единиц является наиболее сложным по сравнению с относительными единицами так как требует значительно большего количества вычислений при определении тока короткого замыкания.

Также для упрощения расчётов при расчёте токов короткого замыкания следует учесть тот факт что возможно применение среднего ряда напряжений которые представляют из себя усредненные значения номинальных напряжений коэффициентов трансформации и номинальных напряжений электроустановок в системе электроснабжения в целом.

Использование среднего ряда напряжений позволяет также упростить расчёты и снизить их количество до минимального значения при этом в большинстве своём применении данного метода средних напряжений в большей степени влияет на снижение расчётов для именованных единиц.

Таким образом на основании обоих методов расчёта должны выполняться расчёты токов короткого замыкания в частности периодической апериодической составляющей но также и ударного тока короткого замыкания и соответственно теплового импульса от протекания данных составляющих.

В данном разделе будет производиться расчёт токов короткого замыкания с использованием метода относительных единиц для упрощения расчётов и снижение их количества поэтому далее будут задаваться базисные параметры в системе электроснабжения и соответственно производится расчёт тех составляющих которые были указаны ранее.

Расчеты токов КЗ в данном разделе проводим для последующего выбора и проверки аппаратов и проводников на ПС Биджан в связи с модернизацией.

На рисунке 5, 6 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

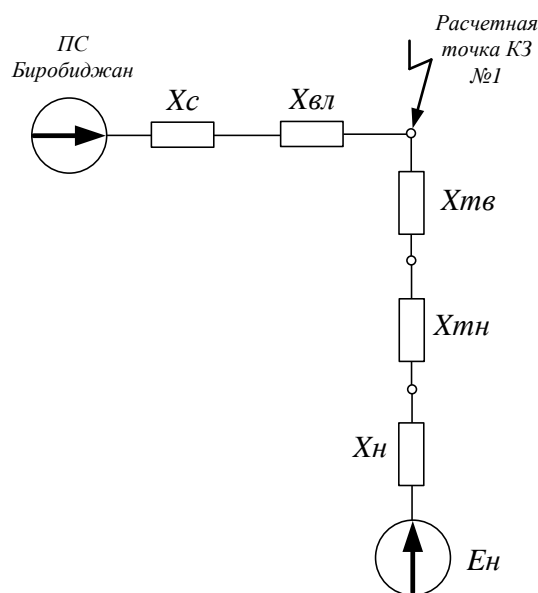


Рисунок 5 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

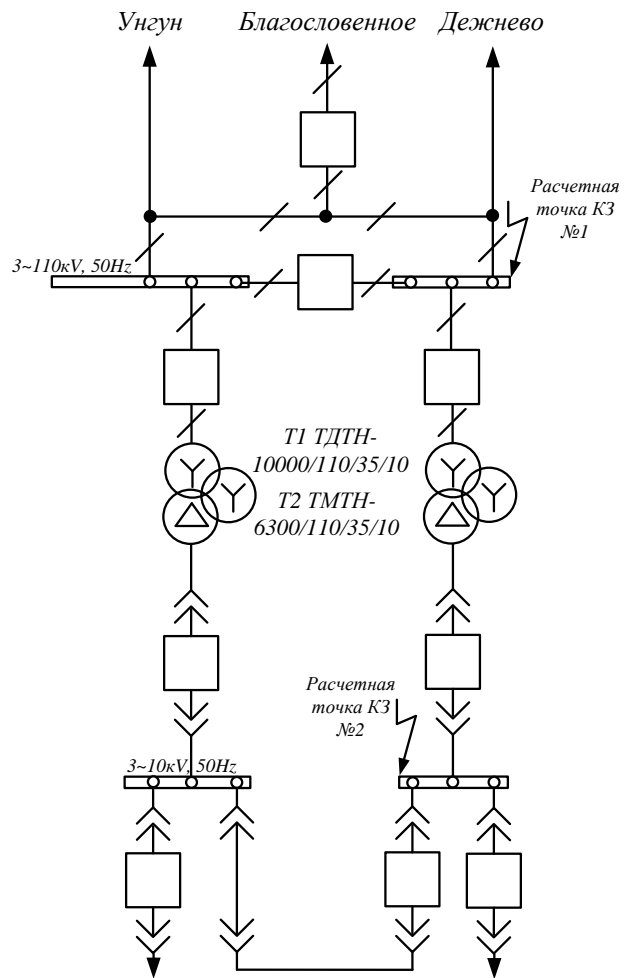


Рисунок 6 – Расчетные точки короткого замыкания

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность  $S_{\sigma} = 1000$  (МВА),
- 2) базисное напряжение 110 кВ  $U_{\sigma 110} = 115$  (кВ),
- 3) базисное напряжение 10 кВ  $U_{\sigma 10} = 10,5$  (кВ).
- 4) ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток :

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (28)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение;

$$I_{6110} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны ПС Биробиджан:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (29)$$

$$X_c = \frac{1000}{3824,0} = 0,26 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания.

Сопротивление ВЛ ПС Биджан - Биробиджан:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (30)$$

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

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 19,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,58 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (31)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{1,74} = 201,15 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции Биджан определяется по следующей формуле (в настоящее время на ПС в



работе находится только один трансформатора, при расчете токов КЗ принимаем к расчету трансформатор с наибольшей мощностью):

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (32)$$

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{10} = 10,75 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (33)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1000}{10} = 6,75 \text{ (о.е.)}$$

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

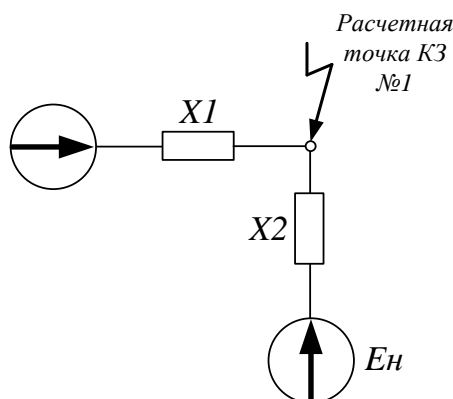


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (34)$$

$$X1 = 0,26 + 0,58 = 0,84 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{TB} + X_{TH} + X_H \quad (35)$$

$$X2 = 10,75 + 6,75 + 201,15 = 218,65 \text{ (о.е.)}$$

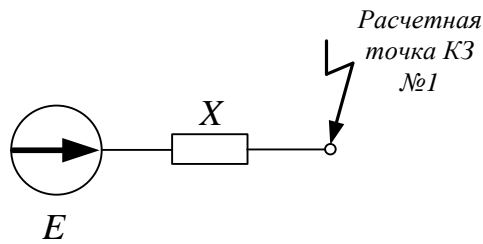


Рисунок 8 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (36)$$

$$X = \frac{0,84 \cdot 218,65}{0,84 + 218,65} = 0,83 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1} \quad (37)$$

$$E = \frac{1 \cdot 218,65 + 0,84 \cdot 0,85}{218,65 + 0,84} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

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

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{\sigma 110} \quad (38)$$

$$I_{no} = \frac{0,99}{0,83} \cdot 5,02 = 5,99 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{-\frac{t_{OB}}{T_a}} \quad (39)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая КЗ

$I_{no}$  – периодическая составляющая КЗ

$t_{OB}$  – время отключения выключателя.

$T_a$  – постоянная времени.

На примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{об}}{T_a}}$$

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,99 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,3 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить как:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (40)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление

$R_p$  – результирующее активное сопротивление

$\omega$  – угловая частота

(314 рад/сек.)

Значение ударного тока:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (41)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,99 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 14,54 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 10:

Таблица 10 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no},$ (кА)	$I_{at},$ (кА)	$I_{y\partial},$ (кА)
К1 (шины ВН ПС Биджан)	5,99	0,3	14,54
К2 (шины НН ПС Биджан)	9,15	0,15	22,12

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ БИДЖАН

В данной работе при реконструкции систем электроснабжения также предполагается и реконструкция источника питания в частности подстанции Биджан которая включает в себя замену устаревшего оборудования которое в настоящее время на данном источнике используются.

В частности будет произведена замена коммутационного оборудования выключателей, разъединителей также и измерительных трансформаторов тока и напряжения дополнительно будет проведён расчёт и выбор шин для распределительного устройства высокого напряжения, также будут выбраны шины для распределительного устройства низкого напряжения.

Выбор данного оборудования основывается на данных о максимальных рабочих точках а также о номинальных напряжениях в системе электроснабжения в частности на тех электроустановках где это необходимо и после выбора оборудования соответственно производится его проверка по условиям протекания токов короткого замыкания.

Следует отметить что для выключателей имеется значительное количество характеристик которые должны проверяться по различным параметрам. Для разъединителей данная проверка менее сложная так как для них проверка на коммутационную способность не требуется также следует отметить что для измерительных трансформаторов тока и напряжения следует выполнять расчёты и определять мощность нагрузки в цепях вторичных сетей.

Дополнительно в данном разделе будет производиться выбор основного устройства учёта потребляемой электрической энергии.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС Биджан:

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (42)$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{м110} = \frac{6,3+10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 82,0 \text{ (А)}.$$

Для стороны НН:

$$I_{м6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550,0 \text{ (А)}.$$

### 10.1 Проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (43)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (44)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально проверяем установленные на ПС Биджан элегазовые выключатели марки ВГБУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Термическая стойкость проверяется по неравенству:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (45)$$

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

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (46)$$

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

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

Значение  $B_k$  можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (47)$$

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

$t_{отк}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки К1:

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

$$B_k = 5,99^2 \cdot (2,0 + 0,03) = 71,76$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Uном (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Iном (А)	2500	82,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Iвкл (кА)	20	5,99	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Iпик, Iуд, (кА)	102	14,54	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Iоткл (кА)	20	5,99	$I_{откл} \geq I_{но}$
Iа (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,3	$I_{нома} \geq I_a$
Iпрскв, Iуд (кА)	102	14,54	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	71,76	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам, его принимаем к установке.

## 10.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

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

Сравнение параметров выбранного выключателя с расчетными значениями показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	630	550,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>вкл</sub> (кА)	40	9,15	$I_{вкл} \geq I_{но}$
I <sub>пик</sub> , I <sub>уд</sub> , (кА)	81	22,12	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I <sub>откл</sub> (кА)	40	9,15	$I_{откл} \geq I_{но}$
I <sub>а</sub> (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 =$ 16,96	0,15	$I_{но.ма} \geq I_a$
I <sub>пр.скв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	81	22,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> ·t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 4800	167,44	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

## 10.3 Выбор разъединителей 110 кВ

По напряжению сети и максимальному рабочему току нагрузки выберем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А. Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	1000	82,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>пр.скв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	80	5,99	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> ·t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> · t <sub>тер</sub> = 31,5 <sup>2</sup> · 3 = 2790,75	71,76	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

#### 10.4 Выбор высокочастотного заградителя связи

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

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1, Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка ВЧЗ 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	200	82,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>пр.скв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	29,5	14,54	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

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

#### 10.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

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

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



Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} \quad (48)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{осм}}{Z_{\beta}} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2 \cdot T \quad (49)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

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

$Z_{\beta}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} \quad (50)$$

где  $U_0$  - напряжение волны;

$k$  – коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода.

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9 \text{ (кВ)}$$

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} \quad (51)$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания;

$c$  - скорость распространения волны.

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

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

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
U <sub>нр</sub> (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{насп} \geq \mathcal{E}$

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

### 10.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
U <sub>нр</sub> (кВ)	7,11	6,92	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

### 10.7 Выбор трансформаторов тока

Вторичная нагрузка трансформаторов тока:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_{\kappa} \quad (52)$$

Сопротивление контактов  $r_{\kappa} = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (53)$$

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

$l$  - длина соединительных;

$F$  - сечение соединительного.

Сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 10 кВ):

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \tag{54}$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный комплекс фирмы АВВ «delta+». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 17, 18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

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

Тогда сопротивление приборов:

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

Тогда сопротивление приборов 110 кВ:

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

Вторичная нагрузка 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Биджан ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 100 А

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	75	82,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>пр.скв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	126	14,54	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> × t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> · t <sub>тер</sub> = 68 <sup>2</sup> · 3 = 13872	71,73	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	20	0,87	$z_{2ном} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ПС Биджан ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	600	550,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>пр.скв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	82	22,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> ·t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	167,44	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z <sub>2ном</sub> (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 10.8 Выбор трансформаторов напряжения

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (55)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС Биджан приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5

Счетчик АЭ	delta +	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			43

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

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	43 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Счетчик АЭ	delta +	8	1
Счетчик РЭ			
Сумма			12

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

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	12 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 10.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

В качестве источника питания переменного тока на подстанции Биджан предполагается установка трансформаторов собственных нужд которые предназначены для питания всех оперативных цепей а также всех потребителей которые расположены непосредственно на территории данной подстанции. К таким потребителям относятся различные оперативные цепи, дополнительно сюда относятся и освещение и обогрев также к нагрузке на трансформатор собственных нужд относятся и потребители приводов выключателей в частности различные соленоиды электродвигатели завода пружин.

Поэтому в данном разделе будет производиться расчёт мощности нагрузки и выбора такого ответственного электрооборудования как трансформатор собственных нужд.

Расчётная нагрузка потребителей ПС Биджан приведены в таблице 25:

Таблица 25 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС Биджан

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Биджан:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3}$$

$$S_p = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем к установке трансформатор ТСЗ 40/10/0,4.

### 10.10 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ

Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 550,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см<sup>2</sup>). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (56)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{167,44}}{91} = 0,25 \text{ (см}^2\text{)}$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Сечение проходит проверку.

Проверка электродинамической стойкости

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (57)$$

где  $J$  – момент инерции.

$q$  - сечение проводника.

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (58)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{×см)}$$

Наибольшее удельное усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (59)$$



$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22120^2}{0,4} = 536,01 \text{ (Н/м)}$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток

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

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (60)$$

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

Напряжение в проводе при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (61)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22120^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,58 \text{ (МПа)}.$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

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

### 10.11 Выбор опорных изоляторов

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

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающее усилие .

$F_{\text{расч}}$  - расчетное усилие .

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

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

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{22120^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 389,54 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-6 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 389,54$$

Неравенство выполняется.

## 11 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Выбор сечений ВЛ проводится на основе сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [5]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (62)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (63)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС «Биджан» - отп. ТП 26:

$$I_p = \frac{S_p \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (64)$$

$$I_p = \frac{1740,79}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 95,71 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3. Принимаем сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводников на остальных фидерах, результаты приведены в таблице 26:

Таблица 26 – Выбор проводников ВЛ

Участок	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
ПС Биджан - отп. ТП-26 (основной фидер)	95,7	СИП-3 3×35	200
отп. ТП-26 – отп. ТП 104	49,24	СИП-3 3×35	200
отп. ТП-26 – ТП-26	45,14	СИП-3 3×35	200
ТП-26 – ТП-110	39,67	СИП-3 3×35	200
отп. ТП-104 – ТП-107	39,09	СИП-3 3×35	200
отп. ТП-104 – ТП-104	10,06	СИП-3 3×35	200
ТП-104 – ТП-251	5,46	СИП-3 3×35	200
ТП-253 – ТП-107	20,4	СИП-3 3×35	200

Таким образом расчет показал что на всех участках сети принимается одинаковый тип проводника СИП-3 3×35, далее проводится проверка данного проводника по термической стойкости к токам КЗ и по потере напряжения в нормальном режиме работы сети.

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

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП 250 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 9.

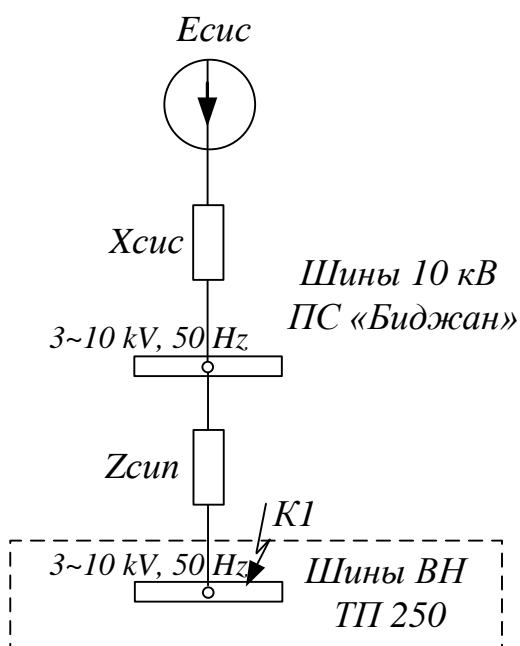


Рисунок 9 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (65)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах ИП.

Активные и индуктивные сопротивления:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (66)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (67)$$

где  $X_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

$L$  – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая КЗ:

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (68)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (69)$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,15} = 0,66 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,29 \cdot 6,05 = 1,75 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,99 \cdot 6,05 = 5,99 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление:

$$X_p = X_c + X_l \quad (70)$$

$$X_p = 0,66 + 1,75 = 2,41 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление:

$$R_p = 5,99 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{5,99^2 + 2,41^2}} = 0,93 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{но2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,93 = 0,81 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания:

$$T_a = \frac{2,41}{5,99 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,001}} = 1,04 \quad (71)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{y}\vartheta} = \sqrt{2} \cdot 0,93 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,001}} \right) = 1,37 \text{ (кА)}$$

Т.к. ТП 250 является наиболее приближенной к источнику питания следовательно ток КЗ на ней наибольший и следовательно термическую стойкость имеет смысл проверять именно по этому значению тока КЗ, т.к. все остальные сечения выполнены одной маркой проводника.

### 12.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \cdot 1000 \quad (72)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс.

$c$  - температурный коэффициент.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Биджан» - ТП 250 (максимальное время работы защиты составляет 1,5 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{0,93^2 (1,5 + 0,001)}}{95} = 11,99 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверяем фактическое сечение термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (73)$$

$$11,99 \leq 35$$

Условие выполняется.

## 12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Данную проверку должны проходить выбранное сечения воздушных линий электропередач, те должна определяться потеря напряжения в наиболее удалённой точке системы электроснабжения в частности в данном разделе будем производить расчёт данного параметра с учётом расчётных токов в сечениях а также с использованием всех данных о активном и индуктивном сопротивлении выбранных проводников а также о характеристике нагрузки то есть о коэффициентах мощности данной нагрузки.

Данная проверка является обязательной так как позволяет в точности определить проходит ли выбранный проводник по требуемым параметрам при этом следует отметить что потеря напряжения на участке от источника питания до наиболее удаленной точки должна быть не более 5% в нормальном режиме работы, при этом если данное условие не выполняется соответственно проводник должен быть изменён на большее сечение и соответственно должна быть проведена дополнительная проверка, данная процедура выполняется до тех пор пока выбранные сечения проводников не пройдут данную проверку.

В данном разделе проводится расчет потери напряжения для наиболее удаленной от источника питания ТП в частности на ТП 253 (нормальный режим работы сети)

Потеря напряжения в участке ВЛ:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (74)$$

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

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

Определяем потерю напряжения на участке ПС «Биджан» - отп. ТП 26:



$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot 95,7 \cdot 5,65 \cdot (0,99 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 2,86 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке отп. ТП 26 – отп. ТП 104 :

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot 49,24 \cdot 0,1 \cdot (0,99 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,07 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке отп. ТП 104 – ТП 107 :

$$\Delta U3 = \sqrt{3} \cdot 39,09 \cdot 0,25 \cdot (0,99 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,15 (\%)$$

Определяем потерю напряжения на участке отп. ТП 107 – ТП 253:

$$\Delta U4 = \sqrt{3} \cdot 20,4 \cdot 0,25 \cdot (0,99 \cdot 0,83 + 0,29 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 0,08 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения в наиболее удаленной ТП 253

$$\Delta U = \Delta U1 + \Delta U2 + \Delta U3 + \Delta U4 \quad (75)$$

$$\Delta U = 2,86 + 0,07 + 0,15 + 0,08 = 3,16 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, расчет окончен тк все проводники прошли проверку

## 13 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 10000/110/35/10 «Биджан»

### 13.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале SPAC.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала.

Выбираем коэффициенты трансформации [11]:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (76)$$

где  $I_{TTH}$  – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ:

$$I_{2ПП} = \frac{I_{THOM}}{K_{TA}} \quad (77)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP} \quad (78)$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (79)$$

где  $K_{OTC}$  – коэффициент отстройки;

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

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$  – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$  – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (80)$$

где  $I_{1НОМТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

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

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (81)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (82)$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}$$

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 27:

Таблица 27 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением  $I_{ТР} = 2,25$  для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (83)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

### 13.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [11]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (84)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50,24 = 65,94 \text{ (A)}$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки.

$k_B$  – коэффициент возврата.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{65,94}{(75/5)} = 4,39 \text{ (A)} \quad (85)$$

Время срабатывания защиты 9 с.

### 13.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [11]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{САМ}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (86)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 50,24 = 113,04 \text{ (A)}$$

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

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

$$k_{\psi} = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{СЗ}} \quad (87)$$

$$k_{\psi} = \frac{7,92 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 115)}{113,04} = 7,12$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СР} = \frac{113,04}{(75 / 5)} = 7,53 \text{ (А)}$$

#### **13.4 Газовая защита.**

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Биджан».

## 14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данном разделе рассмотрим устройства которые предназначены для защиты силовых трансформаторов ТП от ненормальных режимов работы электрической сети.

В частности к таким устройствам относятся высоковольтные предохранители которые представляют собой защитные аппараты предназначенные для отключения силовых трансформаторов на данных трансформаторных подстанциях при возникновении не нормального режима работы электрической сети в частности при перегрузках при коротких замыканиях а также при любых других возможных режимах работы где допускается появление рабочего тока выше чем номинальное значение самого трансформатора.

Таким образом предохранители отключают ту цепь где происходит увеличение значения рабочего тока выше чем номинальный ток силового трансформатора для предотвращения его повреждения.

Работа данного устройства очень проста и при этом стоимость данных защитных аппаратов значительно ниже чем аппаратов имеющих автоматический привод например выключателей.

При увеличении тока больше чем номинальное значение предохранителя соответственно предохранитель размыкает силовую цепь путём разрыва специальной вставки которая расположена в его теле.

Таким образом разрываются цепи и силовой трансформатор отключается от сети без повреждений.

Стоимость данного защитного оборудования является его очень низкой также замена данного оборудования занимает минимальные сроки однако основной недостаток данного защитного оборудования это его низкая чувствительность.

## 15 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВРОД РЕЗЕРВА

Автоматика ввода резерва используется на шинах низкого напряжения подстанции источнике питания в данной системе электроснабжения где производится реконструкция, при этом данная автоматика обеспечивает высокую надёжность электроснабжения всех потребителей так как в кратчайшие сроки и позволяет переключать питания одной секции шин низкого напряжения соответственно с одного источника питания на другой.

Данная автоматика благоприятно влияет на надёжность электроснабжения потребителей а также следует отметить что дополнительной особенностью данной автоматики является то что она может переводить питание как в прямом направлении то есть с рабочего источника на резервной так и при восстановлении нормального режима работы электрической сети соответственно переходить обратно с резервного источника на рабочий с целью разгрузки электрооборудования в после аварийном режиме работы сети.

Второй режим работы когда питание возвращается обратно на рабочий источник называется восстановлением нормального режима работы электрической сети.

## 16 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРОНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

На воздушных линиях электропередачи которые рассматриваются в данном районе электрических сетей в обязательном порядке устанавливается автоматическое повторное включение смысл которого заключается в том что однофазные короткие замыкания в большинстве своём после снятия напряжения очень быстро ликвидируется и соответственно после повторной подачи напряжения воздушная линия может включаться в работу без каких-либо замечаний.

Таким образом это вторая автоматика применяемая на подстанции источнике питания которая позволяет повысить надёжность электроснабжения подключённых потребителей к линиям электропередачи.

Работа данной автоматики организовывается на основе микропроцессорных реле которые анализируют работу защиты и соответственно после отключения подают повторный импульс на включение выключателя и подачу напряжения, при этом должна выполняться определённая выдержка времени которая позволяет однофазному короткому замыканию само ликвидировался.

Потребители электрической энергии при работе автоматического повторного включения практически не чувствует отсутствие напряжения так как выдержка времени имеет очень небольшое значение которая примерно соответствует скорости отключения и включения выключателя.



## 17 АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА

Рассмотрим также ещё одну автоматику которая применяется на шинах низкого напряжения источника питания в частности это частотная разгрузка при этом в данном случае работа данной автоматики основана не на улучшение работы потребителей электрической энергии а на восстановлении режима работы электростанций при значительном снижении частоты в системе электроснабжения.

Как известно при значительном увеличении мощности нагрузки и неизменной генерации в системе электроснабжения происходит снижение частоты тока что может привести к значительному нарушению работы электрооборудования электростанций и соответственно далее данная процедура приводит к тому что происходит лавина частоты это есть неконтролируемое снижение частоты электрического тока в системе электроснабжения, поэтому данная автоматика предназначена для отключения потребителей то есть отключения нагрузки с целью сохранения стабильной работы генерирующего оборудования на электростанциях.

Таким образом с целью повысить надежность работы электростанции на подстанции в рассматриваемом районе электрических сетей происходит отключение части потребителей в зависимости от того какая частота электрического тока в настоящее время в системе электроснабжения имеет место быть.

## 18 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС «Биджан» с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, НН ПС «Биджан»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (88)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [20]:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

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

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

$$K_{py} = (4 \cdot 7,7 + 10 \cdot 0,85) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 218,66 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (89)$$

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

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 57,53 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Биджан»:

$$K_{пс} = K_{py} + K_{пост}$$

$$K_{пс} = 218,66 + 57,53 = 276,19 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (90)$$

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

$K_{об}$  - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (91)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{АМ} = 276,19 \cdot \frac{1}{20} = 13,81 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (92)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[20]:

$$I_{ЭКС} = 276,19 \cdot 0,059 = 16,29 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта составляет 276,19 млн. руб., при этом издержки на амортизацию подстанционного оборудования 13,81 млн.руб./год, на его эксплуатацию 16,29 млн.руб./год

## 19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 19.1 Безопасность

Рассмотрим правила охраны труда при выполнении работ на воздушных линиях электропередачи частности при выполнении каких-то проектов по сооружению вновь вводимых воздушных линий электропередач в обязательном порядке должны быть все технические условия в той зоне где будет проходить настоящее ВЛ быть предоставлены все технические данные по климатические характеристики местности а также по степени загрязнения атмосферы и том в каком месте будет проходить данные воздушной линии электропередач также в данном задании должны быть определены все элементы будут подключаться к данным воздушной линии электропередачи при этом должны быть соблюдены все документацию.

Если происходит реконструкция либо перевооружения воздушной линии электропередачи а также в случае если происходит модернизация элементов и либо замена провода на другое сечение либо на другой проводник та организация которая будет выполнять данные работы в обязательном порядке должна выполнять и технический надзор всех необходимых мероприятий а также она должна выполнять и проверочные операции в соответствии с определенной утвержденной программой а также со всеми необходимыми нормативными документами.

Нормы и правила также обязывают организацию которая эксплуатируется в данном воздушные линии электропередач принимать участие в приёмке в эксплуатацию реконструируемых воздушные линии электропередачи либо каких-то их участков соответственно После выполнения всего объёма реконструкции.

Техническое обслуживание воздушных линий электропередач включает в себя на должном уровне степени области всех элементов воздушной линии электропередач также выполнять различные профилактические проверки и

различные измерения предназначенные для защиты воздушных линий электропередач от износа и каких-либо других воздействий.

Особенности выполнения капитального ремонта воздушных линий электропередачи является то что должны выполняться замена всех неисправных элементов воздушной линии электропередачи на более современные имеющие более высокие технические характеристики а также данные элементы должны в значительной степени увеличивает надежность и качество электроснабжения всех потребителей которые будут получать питание от дальнего воздушной линии электропередачи.

Правила по охране труда и технической эксплуатации должны обеспечивать перечень работ которые должны выполняться при выполнении технического обслуживания воздушных линий электропередач а также в данном перечне должны быть указаны все методы и технические решения при ремонте воздушных линий электропередач.

Основные особенности выполнения капитального ремонта воздушной линии является то что данная процедура должна происходить в максимально короткие сроки для снижения ограничений питания потребителей либо для снижения вероятности чрезвычайные ситуации при этом допускается также производить пафосный ремонт воздушных линий электропередач без снятия напряжения с соседних фаз.

При выполнении технического обслуживания воздушных линий в обязательном порядке должны использоваться различные механизмы и машины которые обеспечивают высокую скорость обслуживания. Всех элементов данного электрооборудования и соответственно также они позволяют степени упростить процедуру ремонта данного электрооборудования.

При выполнении ремонтов на воздушных линиях электропередач должны в обязательном порядке соблюдаться все требования норм и правил а также требования охраны труда с точки зрения сохранения жизни и здоровья всех

работников которые будут принимать участие в выполнении данных ремонтных работ.

В местах где проходит воздушная линия электропередач и организующая и эксплуатирующая организация соответственно должна периодический контроль на предмет соблюдения всех правил охраны труда со стороны как юридических лиц так и со стороны населения а также со стороны различных предприятий на территории которых проходит данные воздушной линии электропередач при этом все замечания должны периодически анализироваться и устраняются для обеспечения надёжного электроснабжения всех потребителей которые подключены к данной воздушной линии электропередачи.

Следует отметить что для надёжного электроснабжения потребителей питающихся от воздушных линий электропередач с точки зрения охраны труда обязательным является специальная обработка всех конструкций воздушных линий электропередач в том числе и металлических специальной обработкой при этом должны обрабатываться все элементы воздушной линии электропередач для которых данная обработка является обязательным при этом обработка конструкций должна выполняться по графику которую утверждает технический руководитель организации либо какая-то другая эксплуатирующая организация.

На воздушных линиях электропередач в тех местах где имеется значительное загрязнение изоляции вследствие попадания различных частиц из атмосферного воздуха например вблизи электростанции соответственно должна применяться специальная усиленная изоляция для тех конструкций воздушных линий электропередачи либо должны приниматься специальные меры которые будут обеспечивать высокую надёжность электроснабжения в частности это обмывать изоляции и других элементов конструкций которые подвержены значительному загрязнению.

Если в пролётах имеется пересечение с различными воздушными линиями электропередач допускается выполнение не более двух соединений

так как это условие диктуется правилами технической эксплуатации при эксплуатации воздушных линий электропередачи.

Особенностью эксплуатации воздушных линий электропередачи является организация периодических осмотров которые должны выполнять сотрудники эксплуатирующей организации в частности оперативный персонал выездной бригады при этом данные осмотры должны выполняться не только в дневное время суток но также и ночное время суток на предмет определения формирования на различных конструкциях воздушной линии электропередач при этом данные осмотры могут быть как периодическими так и в ней очередными также периодические осмотры должны выполняться по определённому графику который утверждает технический руководитель а также внеочередные осмотры должны выполняться при аварийном отключении данного электрооборудования либо прохождении какой-то климатической техногенной катастрофы.

Осмотры воздушных линий электропередач могут выполняться как снизу так и сверху при этом при выполнении осмотра сверху Данный вид осмотра называется верховым также следует отметить что данный вид осмотра выполняется при образовании гололёда на воздушных линиях электропередач либо намерзание снега на проводах.

Подробно проверки должны выполняться на воздушных линиях электропередач при их эксплуатации в частности это проверка габаритов то есть расстояние от проводов линии электропередачи до различных препятствий в частности деревьев кустарников либо каких-то других предметов котором возможно прикосновение воздушной линии электропередач также для деревянных опор периодически должна проверяться степень загнивания поры.

При осмотрах воздушных линий дополнительно должны выполняться осмотры и конструкции элементов воздушной линии электропередач в частности туры изоляторов и других элементов которые могут быть повреждены в процессе эксплуатации.

При выполнении осмотров воздушных линий электропередачи если обнаружены какие-либо неисправности соответственно все они должны заноситься в специальные эксплуатационные документации и при этом также следует отметить что они должны устраняются в кратчайшие сроки Для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей видео неисправности которые не могут быть устранены в кратчайшие срок Должны внести в специальные документы по техническому обслуживанию и должны быть устранены в течение капитального ремонта воздушной линии электропередач

Рассмотрим подробно правила охраны труда при выполнении работ на высоте.

Перед началом работы на высоте все работники в обязательном порядке должны проходить инструктаж по безопасному выполнению данной работы также должны быть обучены безопасным приёмам выполнения различных работ на высоте также в обязательном порядке у них должно быть проверено техническая база в отношении выполнения этой работы которая не буду заниматься также в обязательном порядке должна быть проведена проверка знаний в области охраны труда и только после этого работники могут приступить к выполнению своих должностных обязанностей.

В случае если работник прошёл по требованиям безопасности при выполнении работ на высоте соответственно он должен получить специальное удостоверение в котором будет указана оценка которую он получил соответственно при сдаче экзамена.

Работник выдающий распоряжение на выполнение какой-либо работы должен принимать такие меры чтобы по возможности исключить выполнение работ на высоте которые представляют собой опасность для эксплуатирующего персонала при этом если такая возможность не предоставляет соответственно должны приниматься все необходимые меры для того чтобы обеспечить безопасное выполнение данных работ с использованием различного инструмента и приспособлений в том числе и вышек подъемников лесов люлек



а также других элементов и конструкций которые бы обеспечили безопасное выполнение работ в конкретной электроустановке.

Обязательным условием перед началом выполнения работ на высоте является проведение различных организационных и технико-технологических мероприятий при этом технико технологических мероприятий включается разработка мероприятий по безопасному выполнению работ на высоте также должны быть утверждены различные технологические карты на выполнение каких-либо работ дополнительно должны быть ограждены места и соответственно вывешены специальные предписывающие либо запрещающие плакаты либо знаки которые обеспечивают безопасное выполнение работ в данной электроустановке.

Организационные мероприятия при выполнении работ на высоте должны включать в себя ответственных лиц за безопасное выполнение работ а также оформление различных документов в том числе наряда-допуска также составление плана мероприятий на случай возникновения какой-либо нештатной ситуации и плана на проведение спасательных работ.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при которых не допускается выполнение работ на высоте сюда входят различные виды работы выполняемые при скорости ветра более 15 м/с при этом также запрещается выполнение работ на высоте в случае возникновения угрозы или тумана которые исключают видимость в пределах рабочего места также сюда относятся и образования гололеда и обледенения конструкций в том числе и нарастания стенки гололеда на воздушных линиях электропередач а также на их конструкциях в том числе и на деревьях.

Выполнение работ на высоте также запрещается в случае если конструкция на которой будет выполняться непосредственно работа имеет значительную парусность при этом скорость ветра достигает 10 м/с и более.

Должностные лица которые отвечают за безопасное выполнение работ на высоте на должны выполнять различные количество мероприятий для обеспечения безопасности эксплуатирующего либо ремонтного персонала в

частности они должны организовывать работу с документами по охране труда также разрабатывать план мероприятий по эвакуации либо спасению работников на случай нештатной чрезвычайной ситуации а также при выполнении каких-либо спасательных работ также они должны вводить действия различные технологические карты на выполнение производства работ на высоте с применением стандартных рабочих мест а также с применением нестандартных рабочих мест также в обязанности данных должностных лиц является оформления нарядов-допусков для выполнения работ на какой-либо части электроустановки.

Данные должностные лица должны в обязательном порядке организовывать средства индивидуальной защиты также выдачу средств коллективной защиты в соответствии с нормативно-технической документацией которая будет обеспечивать безопасность выполнения работ в действующих электроустановках.

Также в обязанности данных лиц включаются и организации обучения работников безопасным методам выполнения работ на высоте введение специальных личных книг в которых учитывается применение различных инвентарей и лесов и подмостей.

В обязанности ответственного за безопасное выполнение работ на высоте на также следует отметить что в его обязанности входит и правильный выбор средств защиты для выполнения работ на высоте соблюдения всеми членами бригады указание маркировки средств защиты а также в обязанности данного лица входит и периодические проверки средств защиты которые указаны специальной документации завода-изготовителя.

Работы на высоте могут выполняться по наряду-допуску для выполнения безопасного вида работы на высоте должны назначаться специальные лица которые будут иметь право выдавать данный наряд при работе на высоте также должны назначаться ответственным лицо из числа руководителей и специалистов при этом также должен быть назначен и ответственный

исполнитель также обязательным условием является то что все указанные лица должны в обязательном порядке пройти специальную подготовку.

Рассмотрим ответственность которую несут за собой должностные лица выдающие наряд-допуск в действующей электроустановки на высоте при этом они отвечают за выполнение наряда-допуска а также за все необходимые мероприятия с точки зрения электробезопасности и безопасности и падения с высоты всех работников которые будут задействованы в данной работе.

Также лица выдающие наряд несут ответственность за качественный состав бригады и соответствие всех лиц требованиям техники безопасности при этом также следует отметить что лица выдающие наряд-допуск не выполнять контроль за выполнением всех мероприятий по безопасности в данной электроустановке.

В обязанности ответственного руководителя работ является получение наряда-допуска лица которые имеют право выдачи данного документа при этом соответственно должна производиться специальная запись в журнале учёта работы по наряду распоряжению ответственный руководитель работ ознакамливается с проектом производства работ в электроустановках на высоте также он ознакамливается с различные технологической документацией журналами и иными документами которые необходимы при выполнении данных работ.

Рассмотрим подробно правила безопасной эксплуатации распределительных устройств в рассматриваемом районе электрических сетей в частности на источнике питания конструкция распределительных устройств в различных уровней напряжения должно подразумевать все режимы работы электрические сети которые могут возникать в данное электроустановке в частности распределительных устройств в обязательном порядке должна выдерживать все различные перенапряжения в границах допускаемых значений также все короткие замыкания при этом короткого замыкания не должны превышать допустимых значений для данного электрооборудования а также оборудования распределительных устройств должно выбираться таким образом

чтобы выдерживать все нормированные перегрузки Согласно нормативно-технической документации.

Обязательным условием безопасной эксплуатации распределительных устройств в данном районе электрических сетей является то что персонал оперативно выездной бригады либо какой-то иной персонал должен в обязательном порядке обладать всеми схемами электрических соединений а также должен иметь специальный документ в котором регламентируется различные режимы работы в том числе и допустимые режим работы данного электрооборудования как в аварийных ситуациях так и в нормальных режимах работы электрической сети.

Всё оборудование распределительных устройств должно выполняться в соответствии с заданными нормами и требованиями с точки зрения безопасного эксплуатации данного оборудования также следует отметить что все распределительные устройства должны быть обеспечены средствами защиты при этом данные средства защиты должны быть испытаны и проверены в соответствующей организации.

Всё электрооборудование расположенная на распределительных устройствах должно соответствовать классу изоляции при этом данная изоляция должна соответствовать наибольшему рабочему напряжению которое может возникать в данное электроустановки при различных нештатных ситуациях также следует отметить что данная электрооборудование должно выдерживать наибольшее рабочее напряжение без каких-либо повреждений и замечаний.

Также как указывалось ранее в случае если оборудование распределительных устройств подвержена периодическому загрязнению со стороны атмосферного воздуха либо каких-то иных факторов соответственно должны приниматься такие мероприятия которые позволят поддерживать изоляцию данного оборудования на высоком уровне периодически должны происходить чистке изоляции продувка сжатым воздухом и принятие иных других мероприятий для повышения надежности работы данного оборудования.

Условием надёжной работы электрооборудования распределительных устройств является допустимая температура в помещениях при этом комплектных распределительных устройств как в данном случае максимальная температура воздуха не должна превышать 40 градусов иначе должны приниматься соответствующие меры которые будут обеспечивать снижение данной температуры до требуемых параметров. Также следует отметить что в распределительных устройствах данного района электрических сетей должны применяться специальные приточно-вытяжные вентиляции которые будут обеспечивать автоматическое включение отключение вентиляторов и соблюдения всех норм по температурному режиму в данном электрооборудование в соответствии с техническими характеристиками и данными из завода-изготовителя.

По отношению попадания посторонних лиц либо животных в распределительные устройства соответственно должны приниматься соответствующие меры которые будут препятствовать данному факту при этом также следует отметить что покрытие полов и стен в помещениях с распределительными устройствами должно выполнена быть таким образом чтобы не образовывалась какая-либо пыль влияющие на состояние изоляции электрооборудования.

Вентиляция распределительных устройств в обязательном порядке должна быть выполнена с соответствующими фильтрами для предотвращения попадания различной пыли в помещении распределительных устройств и загрязнения изоляции.

Обязательным условием безопасной эксплуатации открытых распределительных устройств является отсутствие какой-либо растительности при этом оперативный персонал который обслуживает данный электроустановки её должен периодически производить выкос травы либо применять различные меры либо химические средства которые препятствуют образованию данной растительности на всей территории открытого распределительного устройства. Открытые распределительные устройства в

летнее время должны периодически проверяться на наличие какой-либо растительности так как регламентируется требованиями охраны труда с точки зрения пожарной безопасности.

Следует также отметить что распределительные устройства любого класса напряжения в рассматриваемой системе электроснабжения должны в обязательном порядке быть обеспечены устройствами блокировки которые препятствуют выполнению операции со стороны оперативного персонала.

Ошибочный операция оперативного персонала могут выполняться на различных коммутационных аппаратах в том числе на выключателях разъединителях отделителях также могут быть выполнены неправильные операции с заземляющими ножами либо выкатными тележками комплектных распределительных устройств.

Подробно работу электромагнитной блокировки которая повсеместно применяется в данных в распределительных устройствах в том числе как на открытом так и в закрытом распределительном устройстве.

Электромагнитная блокировка это дополнительная мера безопасности с точки зрения выполнения операции оперативным персоналом при выполнении оперативных переключений в электроустановках она позволяет заблокировать какое-либо коммутационный аппарат либо запретить какую-либо операцию случай если она является ошибочной тем самым сохранить жизни здоровья оперативному персоналу, таким образом применение оперативной блокировки в значительной степени повышает Надёжность электроснабжения потребителей исключает различные неправильные и ошибочные операции с точки зрения оперативного персонала является очень полезной вещью при выполнении оперативных переключений.

Принцип работы оперативной блокировки заключается в том что её конструкция предусматривает наличие специального соленоида и магнитопровода в виде штока который может заблокировать либо разблокировать действия с любыми коммутационными аппаратом в том месте где данное блокировка установлена.

Соответственно если оперативный персонал пытается включить какой-либо разъединитель то в том случае если данная операция запрещена соответственно оперативная блокировка не даст выполнить данную операцию.

Оперативная блокировка повсеместно используется на всей территории подстанции и действие на практически все коммутационные аппараты расположенные на данной территории.

Для безопасного выполнения работ в электроустановках на подстанции источники питания в обязательном порядке должны находиться переносные заземления которые могут применяться в тех местах где установка стационарных заземляющих Ножей не предусмотрено при этом следует отметить что переносные заземлением как могут находиться на самом источнике питания в его помещениях но также и быть у оперативно выездной бригады то есть её персонала.

Рассмотрим подробно правила установки переносных заземлений в действующих электроустановках по условия безопасного выполнения работ в них.

Предварительно перед началом заземления электроустановки переносное заземление должно быть в обязательном порядке осмотрена и проверено на наличие каких-либо повреждений и изъянов также должно быть проверено соответствие сечения переносного заземления тому номинальному напряжению электроустановки в которой предстоит его установить.

Токоведущее части переносного заземления должны быть выполнены с использованием прозрачной оболочки которая предотвращает повреждение данных частей этого изделия.

Данные изделия также должно быть промаркированы и указано соответственно порядковый номер с указанием номинального напряжения электроустановки где она может быть установлена и сечение токопроводящей части при этом также во время осмотра должно быть определено отсутствие каких-либо неисправностей насажены на занимающих устройствах данного изделия.

Перед тем как установить переносное заземление непосредственно токоведущей части необходимо выполнять проверку отсутствия напряжения на этих частях которые выполняются специальным указателем напряжения которые в свою очередь предварительно проверяется на тех токоведущих частях которые заведомо находятся под напряжением.

Перед тем как подключить переносное заземление к токоведущим частям предварительно оно должно подключаться к заземляющему устройству которое должно быть проверено на наличие и исправность ЭИ и только после этого выполняется проверка отсутствия напряжения и затем переносное заземление накладывается на токоведущие части.

Правила съёма переносного заземления с точки зрения охраны труда является обратным то есть предварительно снимается переносное заземление токоведущих частей а только после этого отключается от заземляющего устройства.

Обязательным условием эксплуатации распределительных устройств является то что все они должны быть промаркированы снабжены различными знаками безопасности с точки зрения охраны труда дополнительно на всех шкафах сборках щитках дверях в обязательном порядке должны быть нанесены различные диспетчерские наименования которые указывают на то в какой электроустановке из каким электрооборудованием и имеет дело оперативный персонал который непосредственно выполняет данные оперативные переключения либо выполняет осмотр в действующих электроустановках.

Следует также отметить что оборудования распределительных устройств должно периодически осматриваться как дневное время суток и вечернее при этом график осмотров должен также утверждаться техническим руководителем и при этом большую часть времени осмотра должны выполняться в светлое время суток но также и в тёмное время суток осмотр должен выполняться не реже одного раза в месяц следует отметить что усиленный осмотр то есть учащённый осмотр должен выполняться при различной неблагоприятной погоде например при значительном тумане снеге гололёде и других иных



климатических условиях которые могут повлиять на нарушение функционирования оборудования расположенного на распределительных устройствах данного объекта.

Все выявленные неисправности в ходе осмотра оперативным персоналом должны быть либо устранены в кратчайшие сроки Для обеспечения функционирования электрооборудования либо должны быть занесены в специальную документацию для дальнейшей проверки вышестоящим персоналом и соответственно должны приниматься меры по устранению данных неисправностей и при последующем выводе в ремонт данного электрооборудования.

Отличительной особенностью комплектных распределительных устройств на данном объекте Реконструкции в частности на источники питания является наличие устройство защиты от дуговых коротких замыканий на распределительном устройстве низкого напряжения данной защиты должно устанавливаться в каждой ячейке и предотвращать возникновение данных коротких замыканий и распространение их на все электроустановки находящиеся поблизости.

Дуговые короткие замыкания могут возникать в электроустановках комплектного распределительного устройства при различных ситуациях в частности при ошибочных действиях оперативного персонала к примеру при переводе ячейки выключателя которые находятся в отключенном во включённом положении из рабочего положения в Ремонтное но также дуговые короткие замыкания могут быть вызваны и различными другими факторами в частности повреждения изоляции снижением изоляционных характеристик электрооборудования появлением пылью на токоведущих частях и иными другими факторами.

Дуговая защита предотвращает значительные повреждения при возникновении такого характера и такого рода коротких замыканий. Принцип работы дуговой защиты основывается на фиксации вспышки света и броски тока через рабочий источник питания после чего соответственно

дуговая защита подаёт импульсы отключает полностью питание данные электроустановки.

## **19.2 Экологичность**

Подробно рассмотрим экологические аспекты при эксплуатации электрооборудования рассматриваемой системы электроснабжения отметить что станции источники питания производится реконструкция с применением различного рода современных материалов в частности вместо масляных выключателей применяются выключатели с газовой изоляцией которые с точки зрения экологии имеет более благоприятные условия эксплуатации.

Отсутствие маслонаполненных выключателей позволяет в значительной степени снизить вероятность возникновения экологического загрязнения окружающей территории в случае разгерметизации какого-либо из выключателей и соответственно разлива масла по территории подстанции. Также следует отметить что в самой системе электроснабжения применяется электрооборудование обладающие литой изоляцией то есть также как и в первом случае отсутствует вероятность загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом при этом отличительными особенностями данного электрооборудования является то что меньшим звуковым загрязнением окружающей среды при своей работе.

С точки зрения экологичности также в данной работе и принимались мероприятия по замене проводов линий электропередач на провода с изоляционной оболочкой которые в большинстве своём сократит значительно количество чрезвычайной ситуации при эксплуатации данного оборудования к примеру значительно снижается вероятность возникновения коротких замыканий и возгорание при контактах с деревьями либо какими-то кустарниками соответственно аспекты при выполнении данной работы выполняются в полном объёме.

Также в данной работе рассматривается организация такого устройства как маслоприёмник под силовыми трансформаторами на источники питания рассмотрим подробно устройство и назначение данного оборудования.

В частности следует отметить что работа силового трансформатора на источнике питания связана с возможностью его разгерметизация основного Бака и соответственно разливом на трансформаторного масла по территории подстанции Что представляет собой серьёзную угрозу для окружающей среды так как данный факт может привести к значительной экологической катастрофе в следствии того что в трансформаторе содержится значительное количество масла.

Разгерметизация трансформатора может также происходить одновременно с его возгоранием что приведёт к возникновению чрезвычайной ситуации и сильному пожару на территории подстанции поэтому для исключения данной ситуации в данной работе рассматривается проектирование маслоприемника который представляет собой ёмкость для сбора масла и воды в случае тушения возгорания на силовом трансформаторе.

Маслоприёмник представляет из себя бетонную конструкцию предназначенную для сбора масла в случае если произошла разгерметизация основного бака либо расширительного бака силового трансформатора при этом следует отметить что геометрические размеры приёмника который расположен непосредственно снизу под силовым трансформатором должны отступать за габариты трансформатора при этом на дальние расстояния зависит от количества масла и от габаритов самого трансформатора.

Маслоприёмник выполняется таким образом чтобы гарантированно обеспечить приём всего масла с силового трансформатора а также всей воды которые будут использоваться на тушение пожара согласно регламентированного времени документом.

Размеры маслоприемника вычисляется в зависимости от габаритов силового трансформатора а также количество масла находящегося в нём.

Также следует отметить что в зависимости от количества трансформаторного масла приёмники могут выполняться как с отвода масла так и без него при этом в данной работе рассматривается маслоприёмник 2 конструкции так как количество масла незначительно.

Следует отметить также что в конструкцию маслоприемника входит и наличие специальной гравийной сетки которая позволяет беспрепятственно проходить через неё маслу и в воде при этом данная сетка представляет из себя специальный огня заградитель работающий по принципу того что пропавшая сквозь него масла десна перестаёт получать доступ к кислороду и перестает соответственно гореть.

После того как возгорание на силовом трансформаторе будет устранено всё слитое масло включая и средства от действия пожарных подразделений могут быть выкачанный из маслоприемника и соответственно он может быть опустошена для последующей его работы Если в этом будет такая необходимость.

#### *Расчет маслоприемника трансформатора*

На подстанции Биджан при реконструкции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 10000/110/10 с размерами (м) 5,8×3,5×5,3 и массой масла 10,2 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [15].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [15].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [15].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 10 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

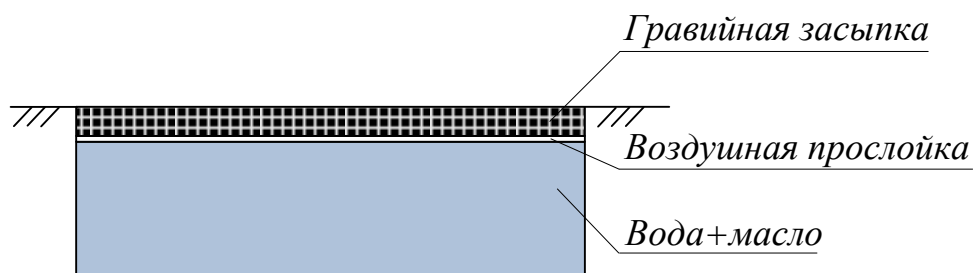


Рисунок 10 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [4]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (93)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 10,2 ТОННЫ.

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

$$V_{\text{трм}} = \frac{10,2}{0,88} = 11,59 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [4]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (94)$$

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

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

$$S_{\text{мн}} = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 57,2 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [4]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (95)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (5,8 + 3,5) \cdot 2 \cdot 5,3 = 98,58 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [4]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3}; \quad (96)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (57,2 + 98,58) \cdot 10^{-3} = 56,08 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [4]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O}; \quad (97)$$

$$V_{mmH_2O} = 11,59 + 0,8 \cdot 56,08 = 56,46 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH_2O}$ :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}}; \quad (98)$$

$$H_{mn} = \frac{56,46}{57,2} = 0,99 \text{ (м)}.$$

Высота гравийной подушки согласно [15]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [15]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [15]:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (99)$$

$$H_{nmp} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

### 19.3 Чрезвычайные ситуации

В электроустановках рассматриваемой части электрической сети в том числе и на источнике питания так и на системе электроснабжения могут возникать различные чрезвычайные ситуации в том числе и отключение электрооборудования также различные короткие замыкания возгорания падение деревьев и другие факторы которые могут влиять на работу электрооборудования.

Таким образом оперативный персонал который эксплуатирует данное электрооборудование должен в обязательном порядке знать все методы безопасного выполнения работ при ликвидации данных аварийных ситуаций.

К примеру рассмотрим в качестве чрезвычайной ситуации отключения электрооборудованием действия какой-либо защиты. Например при отключении силового трансформатора газовой защиты оперативный персонал обязан осмотреть его и проверить отсутствие каких-либо повреждений на его конструктивных элементах либо частях.

Далее оперативный персонал должен довести данную информацию вышестоящему оперативному персоналу и Сообщить о факте отключении силового трансформатора также он должен провести осмотр панели релейной защиты и переписать все выпавшие указательные реле с указанием времени отключения и также в его обязанности входит проверка от того что потребители которые получали питание непосредственно от данного трансформатора перешли на резервное питание.

После того как силовой трансформатор отключился газовой защиты в обязательном порядке должен быть отобраны газ из газового реле на предмет определения Его качества.

Соответственно оперативный персонал должен получить от вышестоящего оперативного персонала распоряжение вывести

электрооборудования в ремонт то есть подъёмно силовой трансформатор допускается только в том случае если он отключен от сети И заземлен эти правила диктуется требованиями техники безопасности обслуживающего персонала электрическим током.

Отключение электрооборудования и заземление его Согласно требованиям техники безопасности оперативный персонал поднимается на силовые трансформаторы отбирает газ специальную ёмкость для последующего анализа При этом если газ светлый Следовательно включение трансформатора может быть организована в кратчайшие сроки а также следует отметить что если газ имеет тёмный цвет и он горючий соответственно можно предположить что внутри силового трансформатора произошло короткое замыкание с разложением масла на составляющие которые являются горючими.

Таким образом на основании анализа газа принимается решение о дальнейшем ремонте силового трансформатора либо о вводе его в работу.

После того как один из силовых трансформаторов источника питания был отключен соответственно оперативный персонал в обязательном порядке должен усилить контроль за работой оставшегося оборудование и принять меры по его разгрузки если в этом есть необходимость посредством отключения потребителей имеющих низкую категорию надежности электроснабжения.

Рассмотрим различные погодные условия которые влияют на работу электротехнического оборудования на подстанции источники питания в частности и при снижении температуры окружающего воздуха ниже предельных значений оперативным персоналом должен быть усилен контроль за работой электрооборудования в частности за температурой в помещениях и за работой системы охлаждения силовых трансформаторов.

Также следует отметить что при значительном снижении температуры окружающего воздуха оперативный персонал должен выполнять проверку работоспособности обогрева приводов выключателей а также их полюсов если это учтена конструктивными особенностями данного оборудования.



Привода выключателя в обязательном порядке должны иметь стационарные обогрев для надёжной работы в случае выполнения каких-либо коммутационных операций а также работа обогрева значительной степени работает на надежность работы этого узла и позволяет отключать короткие замыкания безотказно.

Также к различным внештатным ситуациям и относятся повышение температуры окружающего воздуха до экстремальных значений соответственно также оперативный персонал в данной ситуации должен проверять систему охлаждения всего электрооборудования в частности силовых трансформаторов и обеспечивать температуру верхних слоев масла не превышающих заводские характеристики.

Соответственно при таких условиях также должна проверяться вентиляция электрооборудования расположенного в распределительном устройстве низкого напряжения. При высоких температурах окружающего воздуха персонал должен контролировать различные соединения которые могут быть перегретой выше нормы и в связи с чем могут производить различные нештатные ситуации в том числе и возникновения коротких замыканий вследствие повреждения оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была проведена реконструкция и модернизация системы электроснабжения в села Степное Еврейской автономной области при это проведён расчет электрических нагрузок и на его основании выбрано современное оборудования включая ТП и линии электропередач, так же проведена реконструкция источника питания для данной системы электроснабжения с выбором всего необходимого оборудования для него с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 6 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 7 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.
- 8 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 9 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 10 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 11 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 12 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.

13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.

14 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

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

16 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

17 Пугач Л.И. Энергетика и экология: Учебник Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2003. – 160 с.

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

19 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

20 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

21 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфо-ломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Результаты расчета нагрузок

Номер ТП	Кол-во тр- ров (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
26	1	250	212,50	55,25	219,57
104	1	100	75,20	26,32	79,67
107	1	400	421,20	117,94	437,40
110	1	400	396,00	142,56	420,88
250	1	400	435,20	174,08	468,72
251	1	160	90,55	28,37	94,91
253	1	400	340,40	98,72	354,42

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Коэффициенты загрузки трансформаторов ТП

ТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	Кол-во тр-ров (шт.)	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зф.пас}$	Реконструкция ТП
26	250	1	219,57	0,85	-	Не требуется
104	100	1	79,67	0,80	-	Не требуется
107	400	1	437,40	<b><u>1,09</u></b>	-	Требуется
110	400	1	420,88	<b><u>1,05</u></b>	-	Требуется
250	400	1	468,72	<b><u>1,17</u></b>	-	Требуется
251	160	1	94,80	0,59	-	Не требуется
253	400	1	354,42	0,89	-	Не требуется

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	2,17	10,41	10,64	214,67	65,66	230,21
104	0,79	3,78	3,86	75,99	30,10	83,53
107	4,32	20,74	21,19	425,52	138,68	458,59
110	4,16	19,96	20,39	400,16	162,52	441,27
250	4,63	22,23	22,70	439,83	196,31	491,42
251	0,94	4,50	4,59	91,39	32,89	99,39
253	3,50	16,81	17,17	343,90	115,53	371,59
Суммарное значение				1991,46	741,68	2175,99

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	1,54	7,39	7,55	152,42	46,62	163,45
104	0,56	2,68	2,74	53,95	21,37	59,31
107	3,07	14,73	15,04	302,12	98,46	325,60
110	2,95	14,17	14,48	284,11	115,39	313,30
250	3,29	15,78	16,12	312,28	139,38	348,91
251	0,67	3,20	3,26	64,89	23,35	70,57
253	2,49	11,94	12,19	244,17	82,03	263,83
Суммарное значение				1413,94	526,60	1544,96

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	1,11	5,31	5,43	109,48	33,49	117,41
104	0,40	1,93	1,97	38,75	15,35	42,60
107	2,20	10,58	10,81	217,02	70,73	233,88
110	2,12	10,18	10,40	204,08	82,89	225,05
250	2,36	11,34	11,58	224,31	100,12	250,62
251	0,48	2,30	2,34	46,61	16,77	50,69
253	1,79	8,57	8,76	175,39	58,92	189,51
Суммарное значение				1015,64	378,26	1109,76

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	0,890	4,268	4,362	88,015	26,921	94,386
104	0,324	1,550	1,583	31,156	12,341	34,247
107	1,771	8,503	8,688	174,463	56,859	188,022
110	1,706	8,184	8,360	164,066	66,633	180,921
250	1,898	9,114	9,307	180,330	80,487	201,482
251	0,385	1,845	1,882	37,470	13,485	40,750
253	1,435	6,892	7,040	140,999	47,367	152,352
Суммарное значение				816,499	304,093	892,160

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	0,673	3,227	3,298	66,548	20,355	71,365
104	0,245	1,172	1,197	23,557	9,331	25,894
107	1,339	6,429	6,569	131,911	42,991	142,163
110	1,290	6,188	6,321	124,050	50,381	136,794
250	1,435	6,891	7,037	136,347	60,856	152,340
251	0,291	1,395	1,423	28,331	10,196	30,811
253	1,085	5,211	5,323	106,609	35,814	115,193
Суммарное значение				617,353	229,924	674,560

ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
26	0,523	2,509	2,564	51,735	15,824	55,481
104	0,190	0,911	0,930	18,314	7,254	20,131
107	1,041	4,998	5,107	102,550	33,422	110,520
110	1,003	4,810	4,914	96,439	39,167	106,346
250	1,116	5,357	5,471	105,999	47,311	118,432
251	0,227	1,085	1,106	22,025	7,926	23,953
253	0,844	4,051	4,138	82,880	27,843	89,553
Суммарное значение				479,942	178,747	524,416