

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 подстанции Бурейск напряжением 110/35/6 кВ в поселке Новобурейский Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Ю. Титюк

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

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Титюк Алёны Юрьевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Бурейск напряжением 110/35/6 кВ в поселке Новобурейский Амурской области

(утверждено приказом от 17.05.2021 № 931-уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 09.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план расположения КТП 6/0,4 кВ в поселке Новобурейский, подробная однолинейная схема ПС 110/35/6 кВ Бурейск, контрольный замер в электрических сетях за 2020 год.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района, характеристика существующей схемы электроснабжения, расчет нагрузок КПП и определение коэффициентов загрузки, выбор числа и мощности трансформаторов КТП, расчет нагрузок КТП на стороне 6 кВ, Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС Бурейск, выбор компенсирующих устройств, расчет токов короткого замыкания, Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС Бурейск, выбор сечений ВЛ 6 кВ , проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения, защита трансформаторов 110 кВ, Расчет электрических показателей , безопасность и экологичность.

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

подробная однолинейная схема ПС 110/35/6 кВ Бурейск, план расположения КТП 6/0,4 кВ в поселке Новобурейский, однолинейная схема электрической сети 6 кВ в поселке Новобурейский, однолинейная схема, расчет токов короткого замыкания, микропроцессорная защита фидера 6 кВ ПС Бурейск.

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

7. Дата выдачи задания 07.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы:

К.т.н., профессор - Мясоедов Юрий Викторович

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 стр., 11 рисунков, 35 таблиц, 95 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции ПС 110/35/6 кВ Бурейск в поселке Новобурейский Амурской области, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. Так же при решении комплексной задачи проведена модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Новобурейский которая получает питание от ПС Бурейск. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель

АВР –автоматика ввода резерва

ВВ – вакуумный выключатель

ВЛЭП –воздушная линия электропередачи

ИП – источник питания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

МЗ –микропроцессорная защита электрооборудования

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности

ЭВ – элегазовый выключатель

ЭП – электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Краткая характеристика поселка Новобурейский	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	11
2.1 Краткая характеристика источника питания	11
2.2 Характеристика системы электроснабжения 6 кВ	14
2.3 Характеристика потребителей	19
3 Расчет нагрузок КТП и определение коэффициентов загрузки	20
3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей	20
3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	25
4 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	29
5 Расчет нагрузок КТП на стороне 6 кВ	31
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС Бурейск	35
7 Выбор компенсирующих устройств	36
8 Расчет токов короткого замыкания	37
9 Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС Бурейск	46
9.1 Выбор выключателей 110 кВ	46
9.2 Выбор выключателей 35 кВ	47
9.3 Выбор выключателей 10 кВ	48
9.4 Выбор разъединителей	48
9.5 Выбор трансформаторов тока	49
9.6 Выбор трансформаторов напряжения	53
9.7 Выбор шин 110 кВ	55
9.8 Выбор шин 35 кВ	56
9.9 Выбор шин 6 кВ	56
9.10 Выбор ОПН	58
10 Выбор сечений ВЛ 6 кВ	60

11	Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	62
11.1	Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	64
11.2	Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	65
12	Защита трансформаторов 110 кВ	67
12.1	Дифференциальная защита	67
12.2	Защита от перегрузки	69
12.3	Максимальная токовая защита	69
12.4	Газовая защита	70
12.5	Блок защиты присоединений	70
12.5.1	Назначение	70
12.5.2	Состав оборудования	71
12.5.3	Основные функции	71
13	Расчет экономических показателей	78
14	Безопасность и экологичность	80
14.1	Безопасность	80
14.2	Экологичность	84
14.3	Чрезвычайные ситуации	86
	Заключение	91
	Библиографический список	92
	Приложение А. Расчет электрических нагрузок	94
	Приложение Б. Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов	96
	Приложение В. Расчет потерь мощности трансформаторов	98

## ВВЕДЕНИЕ

В любой системе электроснабжения со временем встает вопрос реконструкции и модернизации оборудования, это связано с появлением новых технологий и материалов при производстве электротехнического оборудования, которые позволяют снизить издержки при передаче и распределении электрической энергии, повысить качество и надежность предоставляемых услуг, так же эксплуатируемое оборудование расходует свой ресурс и со временем так или иначе требуется его замена. Такой вопрос в настоящее время остро стоит и на рассматриваемом объекте - ПС 110/35/6 кВ Бурейск, а так же в системе электроснабжения 6 кВ которая получает от него питание. Требуется реконструкция и модернизация оборудования израсходовавшего свой технический ресурс как на самом источнике питания так и в системе электроснабжения, замена его на современные аналоги, которые позволят снизить экономические потери при передаче и распределении электрической энергии потребителям.

Цель работы заключается в разработке экономически целесообразного варианта реконструкции и модернизации указанных объектов электроэнергетики, с учетом требований нормативно технической документации.

Актуальность работы заключается в том что состояние электрических сетей напряжением 6 кВ поселка Новобурейский а так же оборудования расположенного на источнике питания данного РЭС является неудовлетворительным по некоторым аспектам. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 6 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ИП на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем. Если не решать данный вопрос, то со временем оборудование начнет выходить из строя приводя к недоотпуску электрической энергии с соответствующими

штрафными санкциями, аварийным ситуациям и даже несчастным случаям с обслуживающим электрические сети персоналом.

Основные задачи решаемые в данной работе следующие: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения КТП, выбор на его основе трансформаторов КТП, определение расчетных нагрузок 6 кВ в узлах установки КТП, выбор и проверка современных проводников ВЛЭП. Так же при реконструкции и модернизации источника питания проведен расчет фактических коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ Бурейск и проверка их на соответствие нормативным значениям, расчет токов короткого замыкания с последующим выбором основного оборудования на данной ПС. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения и источника питания, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы программы: word, excel, visio, Mathcad.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Климатическая характеристика

На надежность работы и стоимость электротехнического оборудования в значительной степени влияют климатические условия в районе реконструкции. Различные климатические параметры местности играют важное значение при выборе оборудования. Например при выборе оборудования открытых распределительных устройств необходимо применять такие аппараты, которые бы соответствовали своим климатическим исполнением, тем условиям в которых им предстоит работать, иначе могут происходить отказы или различные другие нештатные ситуации вплоть до чрезвычайных. Поэтому в данном разделе приводим основные необходимые для дальнейших расчетов климатические условия которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду согласно ПУЭ (толщина стенки гололеда)	3 (20мм)
район по ветру согласно ПУЭ (напор ветра)	3 (650Па)
наименьшая температура	- 45 <sup>0</sup> С
среднегодовая температура	+1,6 <sup>0</sup> С
наивысшая температура	+ 40 <sup>0</sup> С
температура образования гололеда	- 10 <sup>0</sup> С
глубина промерзания	3м

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

## 1.2 Краткая характеристика поселка Новобурейский

Посёлок Новобурейский находится в Амурской области России, и является административным центром Бурейского района и муниципального образования «Рабочий посёлок (посёлок городского типа) Новобурейский». На начало 2021 года численность населения составляла 7 тысяч человек.

Муниципальное образование рабочий поселок Новобурейский состоит из двух населенных пунктов: административного центра – рабочий поселок Новобурейский и села Николаевка. Объекты общественного обслуживания, такие как больница, школы, детские сады, магазины, поликлиника и администрация находятся в поселке Новобурейский.

Посёлок расположен в восточной части области на правом берегу реки Буреи в 175 км к востоку от Благовещенска, у автодороги «Амур». В 8 км к западу от посёлка — железнодорожная станция «Бурея» на Транссибирской магистрали.

В городе есть районный Дом культуры с музеем и библиотекой, а так же районные детская и взрослая библиотеки. Для проведения спортивных мероприятий имеется стадион «Металлист» и 5 спортивных залов. Так же есть станция юннатов, детская школа искусств, детско-юношеская спортивная школа.

Новобурейский имеет в центральной зоне застройку из 5-ти этажей и ниже. По периметру примыкает застройка усадебного типа. Поскольку застройка частного сектора ведется индивидуальными застройщиками, то степень обеспеченности централизованным инженерным оборудованием составляет до 15% (электроснабжение).

Жилые здания со встроенными социальными объектами находятся в центральной зоне. Значительная часть предприятий после распада СССР сохранили свою деятельность или были репрофилированы, но соответствуют технологии соответствующего класса. Основная часть трудоспособного населения занята на предприятиях ОАО «Бурея-кран», лесной промышленности, в организациях бюджетной сферы (образование, здравоохранение, культура), в личных подсобных хозяйствах, предпринимательстве.

Так же следует отметить расположенную неподалеку от поселка действующую гидроэлектростанцию Нижнебурейскую ГЭС которая является местом работы значительной части населения поселка.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Краткая характеристика источника питания

ПС Бурейск расположена в поселке Новобурейский (северо-западная часть), и питает полностью всех потребителей данного поселка, так же от данной подстанции получают питание и ПС 35 кВ «Малиновка», «Родионовка» от которых в свою очередь получают питание потребители одноименных поселков близлежащего района. Подробная однолинейная схема ПС Бурейск представлена на рисунке 1.

ПС Бурейск получает питание по трем воздушным линиям электропередачи от распределительного устройства 110 кВ Райчихинской ГРЭС, протяжённость линий электропередачи составляет 16,4 км, одна двух-цепная ВЛ выполнена проводом марки АС 95/16, вторая одно-цепная выполнена проводом марки АС 240/32.

На ПС Бурейск имеется три уровня напряжений и соответственно три распределительных устройства рассмотрим их подробно:

РУ высокого напряжения 110 кВ, имеет схему «одна рабочая секционированная и обходная система шин», общее количество присоединений составляет 5, данная схема РУ применяется на напряжении 110-220 кВ на стороне высокого или среднего напряжения ПС, при количестве отходящих ВЛ 3 и более.

РУ среднего напряжения 35 кВ имеет схему «одна секционированная система шин», общее количество присоединений составляет 5, данная схема РУ применяется на напряжении 35-220 кВ на стороне высокого, среднего или низкого напряжения ПС, при количестве отходящих ВЛ 3 и более.

РУ низкого напряжения 6 кВ имеет схему «две секции шин с секционным выключателем», суммарное количество присоединений включая резервные ячейки составляет 11, данная схема повсеместно применяется практически на всех подстанциях подобного типа в качестве РУ низкого

напряжения и хорошо зарекомендовала себя благодаря своей простоте обслуживания и надежности. Основным элементом в данном случае являются ячейки КРУ которые позволяют быстро выводить присоединение или выключатель в ремонт, при необходимости заменяя его на резервный. На стороне низкого напряжения используется схема АВР на секционном выключателе что в значительной степени обеспечивает бесперебойность питания подключенных потребителей при отключении одного из трансформаторов.

Силовые трансформаторы 110/35/6 кВ на ПС Бурейск установлены типа ТДТН 16000/110/35/6: трехфазные, трехобмоточные, номинальная мощность составляет 16 МВА, принудительная циркуляция воздуха дутьем и естественная циркуляция масла, регулирование напряжения посредством РПН. Основные технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 2

Таблица 2 – Технические характеристики силовых трансформаторов

Параметр	Значение
Номинальная мощность	16000 кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	115 кВ
Номинальное напряжение обмотки СН	38,5 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	6,6 кВ
Ток холостого хода	0,33 %
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	17,5 %
Напряжение короткого замыкания ВН-СН	10,5 %
Напряжение короткого замыкания СН-НН	6,5 %
Потери холостого хода	15,8 кВт
Потери короткого замыкания	90,0 кВт
Масса масла	14,3 т
Габариты	6,34×4,23×5,39 м

Все указанные в таблице 2 данные будут использованы при дальнейших расчетах

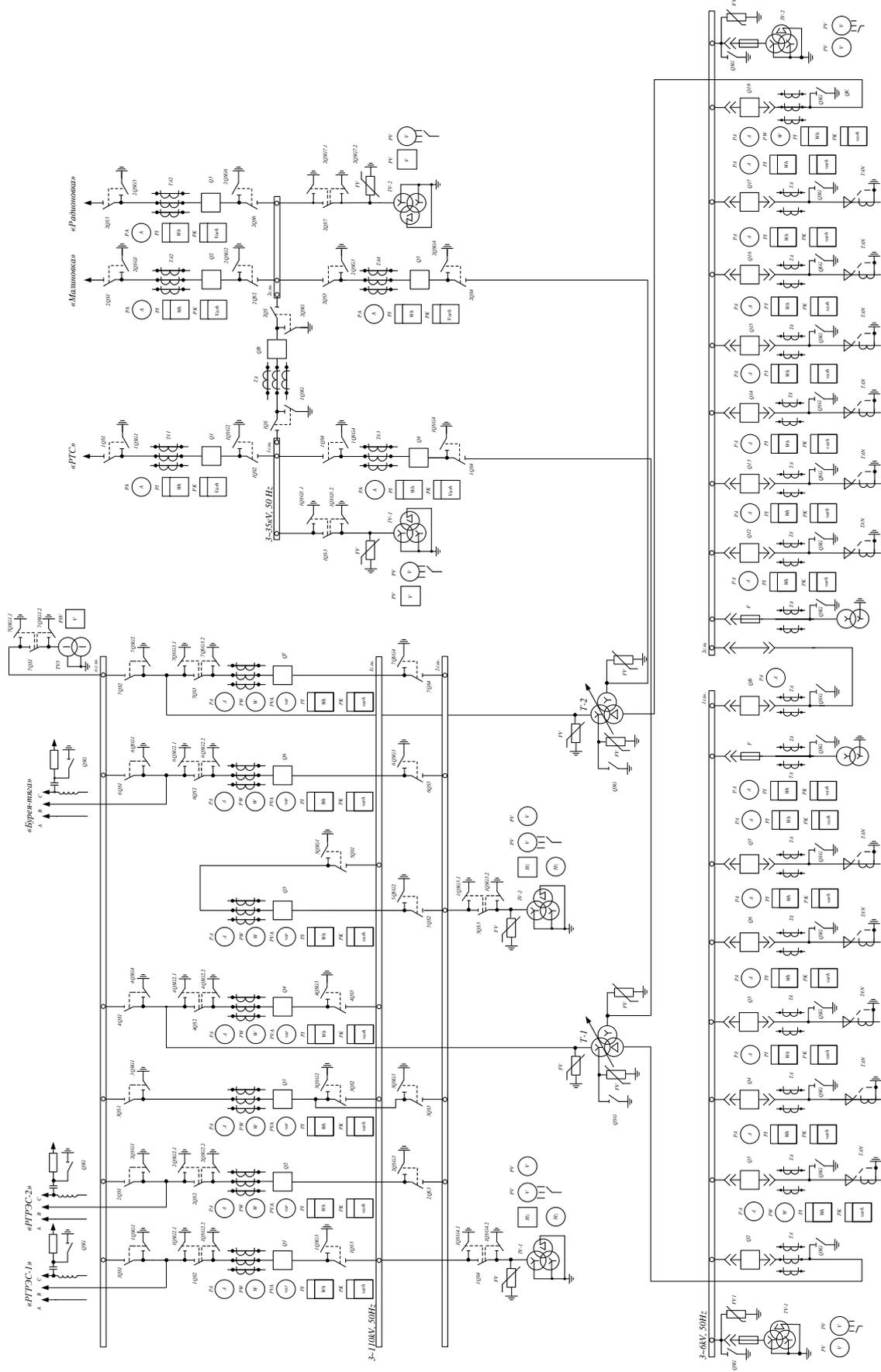


Рисунок 1 – Подробная однолинейная схема ПС 110/35/6 кВ «Бурейск»

## 2.2 Характеристика системы электроснабжения 6 кВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Новобурейский, план расположения всех КТП представлен на рисунке 2, однолинейная схема на рисунке 3, 4.

В данном районе электрических сетей имеется значительное количество трансформаторных подстанции имеющих как один так и два трансформатора. Тип используемых трансформаторов ТМ это маслонаполненные силовые трехфазные трансформаторы с расширительным баком и устройством охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулировка напряжения на данном типе трансформатора осуществляется по средствам переключения обмоток без возбуждения (ПБВ), номинальное напряжение трансформаторов 6/0,4 кВ, номинальная мощность в зависимости от КТП варьируется от 63 до 630 кВА. Общее количество КТП подключенных к шинам низкого напряжения ПС Бурейск составляет 51 шт. Рассмотрим подробно каждый фидер:

Фидер № 13 выполнен по радиальной схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет одностороннее питание, на данном фидере получает питание только одна КТП 277, протяженность ВЛ составляет 3 км

Фидер № 15 выполнен по радиальной схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет одностороннее питание, на данном фидере получают питание КТП 297, 190, 204, суммарная протяженность ВЛ составляет 2,5 км

Фидер № 21 выполнен по радиальной схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет одностороннее питание, на данном фидере получают питание КТП в количестве 6 шт., суммарная протяженность ВЛ до наиболее удаленной КТП составляет 2,35 км

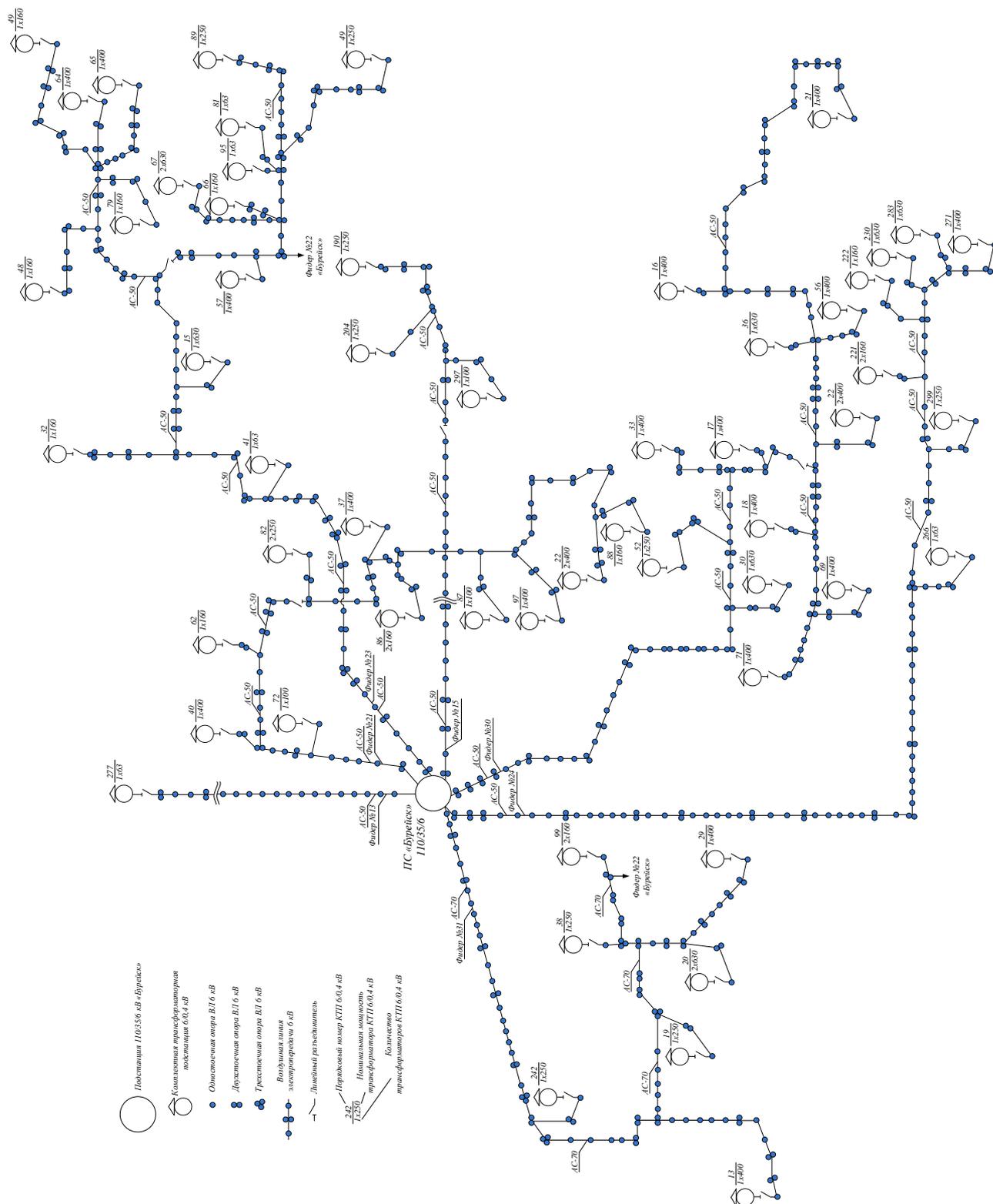


Рисунок 2 – План расположения КТП поселка «Новобурейский»



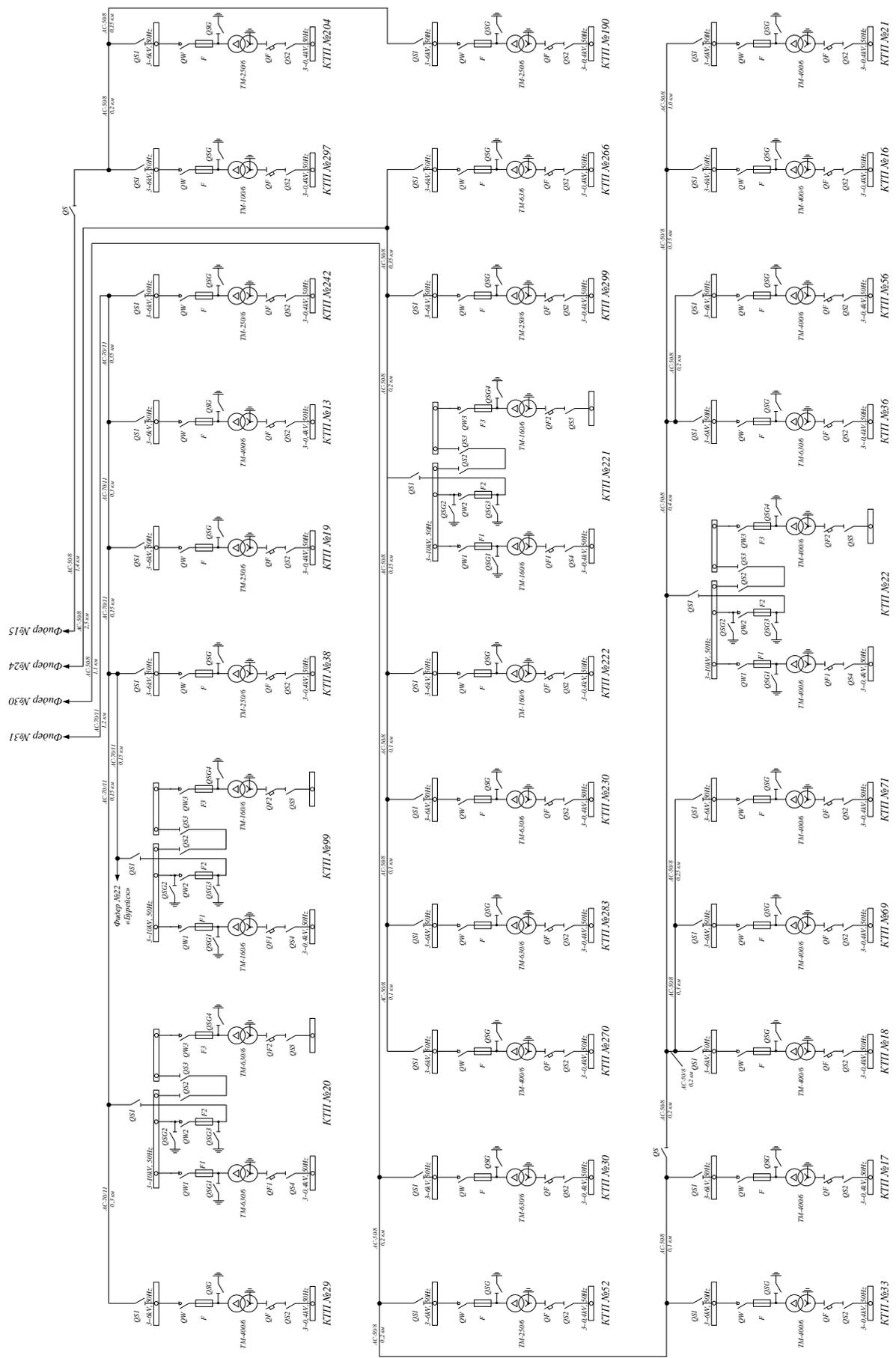


Рисунок 4 – Однолинейная схема электроснабжения 6 кВ

Фидер № 23 выполнен по петлевой схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет двустороннее питание (резервирование с фидером 22), на данном фидере получают питание КТП в количестве 15 шт., суммарная протяженность ВЛ до наиболее удаленной КТП составляет 2,8 км

Фидер № 24 выполнен по радиальной схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет одностороннее питание, на данном фидере получают питание КТП в количестве 7 шт., суммарная протяженность ВЛ до наиболее удаленной КТП составляет 2,8 км

Фидер № 30 выполнен по радиальной схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 50/8, имеет одностороннее питание, на данном фидере получают питание КТП в количестве 12 шт., суммарная протяженность ВЛ до наиболее удаленной КТП составляет 3,0 км

Фидер № 31 выполнен по петлевой схеме, воздушной линией электропередачи, проводом марки АС 70/11, имеет двустороннее питание (резервирование с фидером 22), на данном фидере получают питание КТП в количестве 7 шт., суммарная протяженность ВЛ до наиболее удаленной КТП составляет 2,1 км

Следует отметить что в данном районе электрических сетей так же остро стоит проблема замены ВЛ 6 кВ т.к. они находятся неудовлетворительном состоянии периодически происходит загнивание деревянных оснований из за чего ВЛ выходят из строя, в значительной степени на надежность электроснабжения потребителей влияет использование голого провода марки АС, который при сильном ветре и при соприкосновении фаз приводит к отключению фидера и соответственно отключению всех потребителей участка. В данной работе в качестве решения данной проблемы предполагается рассмотреть в качестве альтернативы существующим ВЛ – провод марки СИП (самонесущий изолированный провод) с использованием его на железобетонных опорах. Данное решение позволит в значительной степени повысить надёжность электроснабжения и избежать частых отключений потребителей

### **2.3 Характеристика потребителей**

Основными потребителями в рассматриваемом районе являются жилые постройки в частности коттеджи, как одноэтажные так и в несколько уровней, так же имеются в центре поселка и многоэтажные жилые дома (до 5 этажей), так же имеется в общей массе потребителей значительное количество гаражей, различные административные здания, мелкие частные предприятия, торговые площади. Следует отметить и общественные потребители это больница детские сады и школы, библиотека, дом культуры.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По категории надежности электроснабжения все одно трансформаторные КТП питают потребителей третьей категории, от двух-трансформаторных КТП получают питание потребители второй и третьей категории, следует отметить что первая категория потребителей, а так же ее особая группа в рассматриваемом районе электрических сетей не присутствует.

## 3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК КТП И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ

### 3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Расчет нагрузок проводим для дальнейшей проверки силовых трансформаторов КТП и выбора их при необходимости. Данные о нагрузке 0,4 кВ являются основными для расчетов и выбора оборудования как в системе электроснабжения но так и на источнике питания ПС Бурейск. В рассматриваемом районе электрических сетей нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [3]:

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

где  $P_{max}$  – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$  – активная мощность остальных потребителей;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов) [3]:

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

$$P_{чд} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (3)$$

где  $P_{кв.уд}$ ,  $P_{чд.уд}$  – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома

$n_{кв}$ ,  $n_{чд}$  – количество квартир, частных домов.

Реактивация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов):

$$Q_{МКД} = P_{кв.уд} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{чд} = P_{чд.уд} \cdot tg\varphi_{чд} \quad (5)$$

где  $tg\varphi_{кв}$ ,  $tg\varphi_{чд}$  – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как:

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

где  $P_{торг.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

$M$  – площадь помещения ( $m^2$ ).

$$Q_{Рторг} = P_{Рторг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (7)$$

где  $tg\varphi_{торг}$  – коэффициент мощности для торговых помещений.

Проводим расчет на примере КТП 204, в настоящее время к ней подключены потребители указанные в таблице 3

Таблица 3 – Данные о потребителях электроэнергии КТП 204

Нагрузка	№ На плане	Количество потребителей	Количество квартир/ площадь помещений	Удельная мощность нагрузки	Коэффициент мощности
4-х этажный 2-х подъездный жилой дом	1	3	24	2,1	0,2
Жилые частные дома	2	10	-	7,2	0,2
Супермаркет	3	1	350	0,25	0,75
Магазин	4	1	50	0,25	0,75

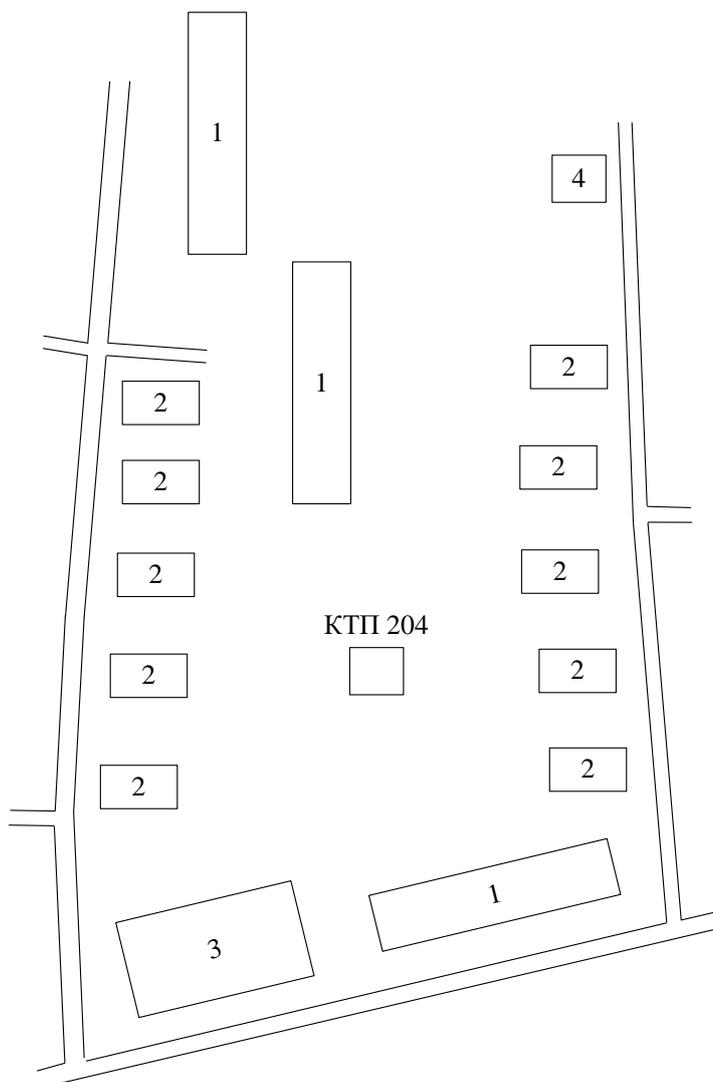


Рисунок 5 – Расположение потребителей КТП 204

Выполняем расчет активной мощности для жилых помещений [3]:

$$P_{P_{жил}} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (8)$$

$$P_{P_{жил}} = 24 \cdot 3 \cdot 2,1 + 7,2 \cdot 10 = 223,2 (\text{кВт})$$

Выполняем расчет реактивной мощности для жилых помещений:

$$Q_{P_{жил}} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi_{жил} + P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \cdot tg\varphi_{чд} \quad (9)$$

$$Q_{P_{жил}} = 24 \cdot 3 \cdot 2,1 \cdot 0,2 + 7,2 \cdot 10 \cdot 0,2 = 44,64 (\text{квар})$$

Выполняем расчет активной мощности для торгового помещения:

$$P_{P_{торг}} = 0,25 \cdot (350 + 50) = 100,0 (\text{кВт})$$

Выполняем расчет реактивной мощности для торгового помещения [3]:

$$Q_{P_{торг}} = 125 \cdot 0,75 = 75,0 \text{ (квар)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у жилых помещений следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям т.е. к торговому помещению, определяем суммарную нагрузку [4]:

$$P_{P_{0,4}} = P_{P_{жил}} + P_{P_{торг}} \cdot k_y \quad (10)$$

$$Q_{P_{0,4}} = Q_{P_{жил}} + Q_{P_{торг}} \cdot k_y \quad (11)$$

$$P_{P_{0,4}} = 223,2 + 0,6 \cdot 100,0 = 283,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{0,4}} = 44,64 + 0,6 \cdot 75,0 = 89,64 \text{ (квар)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки:

$$S_{P_{0,4}} = \sqrt{P_{P_{0,4}}^2 + Q_{P_{0,4}}^2} \quad (12)$$

$$S_{P_{0,4ТП}} = \sqrt{283,2^2 + 89,64^2} = 297,05 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет для остальных потребителей с занесением результатов в таблицу 4

Таблица 4 – Расчетная мощность нагрузки КТП

Номер КТП	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (квар)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
277	53,87	17,58	56,66
297	66,50	21,70	69,95
204	283,2	89,64	297,05
190	235,13	76,73	247,33
72	153,52	50,10	161,49

Продолжение таблицы 4

40	387,60	126,48	407,71
62	129,20	42,16	135,90
82	166,25	54,25	174,88
37	247,00	80,60	259,82
86	267,52	87,30	281,40
87	144,40	47,12	151,89
97	376,20	122,76	395,72
88	51,68	16,86	54,36
22	570,00	186,00	599,58
41	39,50	12,89	41,55
32	83,60	27,28	87,94
15	269,33	87,89	283,30
48	34,96	11,41	36,77
79	85,12	27,78	89,54
49	68,40	22,32	71,95
64	216,60	70,68	227,84
65	209,00	68,20	219,85
57	334,40	109,12	351,75
66	150,48	49,10	158,29
67	969,57	316,39	1019,89
95	41,30	13,48	43,44
81	40,70	13,28	42,81
89	161,50	52,70	169,88
49	211,38	68,98	222,34
266	56,86	18,55	59,81
299	235,13	76,73	247,33
221	218,88	71,42	230,24
222	85,12	27,78	89,54
230	520,70	169,91	547,72
283	269,33	87,89	283,30
270	212,80	69,44	223,84
30	347,13	113,27	365,14
52	140,13	45,73	147,40
33	209,00	68,20	219,85
17	239,40	78,12	251,82
18	95,00	31,00	99,93

69	216,60	70,68	227,84
71	323,00	105,40	339,76
22	456,00	148,80	479,66
36	418,95	136,71	440,69
56	243,20	79,36	255,82
16	190,00	62,00	199,86
21	220,40	71,92	231,84
242	163,88	53,48	172,38
13	220,40	71,92	231,84
19	216,13	70,53	227,34
38	213,75	69,75	224,84
99	255,36	83,33	268,61
20	897,75	292,95	944,34
29	167,20	54,56	175,88

Так же расчёт приведен в приложении А

### 3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП

При реконструкции системы электроснабжения и определения ее актуальности необходимо иметь данные о фактической загрузке оборудования, с целью принятия решения о его замене, поэтому в данном разделе проводим расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП в рассматриваемой части электрической сети.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [1]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (13)$$

где  $S_{номтр}$  - номинальная мощность трансформатора КТП.

$N$  – количество трансформаторов КТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных КТП):

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

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:  
 $K_{зф} \leq 0,85$  для одно трансформаторной КТП, для двух трансформаторной КТП  
 $K_{зф} \leq 0,7$ , для двух трансформаторной КТП в послеаварийном режиме  $K_{зфн} \leq 1,4$

На примере КТП 204:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{283,2^2 + 89,64^2}}{250 \cdot 1} = 1,18$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных КТП, сводим результаты в таблицу 5

Таблица 5 – Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфн}$
277	1	63	0,9	-
297	1	100	0,7	-
204	1	250	1,18	-
190	1	250	0,99	-
72	1	160	1,01	-
40	1	400	1,02	-
62	1	160	0,85	-
82	2	250	0,35	0,7
37	1	400	0,65	-
86	2	160	0,88	1,76
87	1	160	0,95	-
97	1	400	0,99	-
88	1	160	0,34	-
22	2	400	0,75	1,5
41	1	63	0,66	-
32	1	160	0,55	-

## Продолжение таблицы 5

15	1	630	0,45	-
48	1	160	0,23	-
79	1	160	0,56	-
49	1	160	0,45	-
64	1	400	0,57	-
65	1	400	0,55	-
57	1	400	0,88	-
66	1	160	0,99	-
67	2	630	0,81	1,62
95	1	63	0,69	-
81	1	63	0,68	-
89	1	250	0,68	-
49	1	250	0,89	-
266	1	63	0,95	-
299	1	250	0,99	-
221	2	160	0,72	1,44
222	1	160	0,56	-
230	1	630	0,87	-
283	1	630	0,45	-
270	1	400	0,56	-
30	1	630	0,58	-
52	1	250	0,59	-
33	1	400	0,55	-
17	1	400	0,63	-
18	1	400	0,25	-
69	1	400	0,57	-
71	1	400	0,85	-
22	2	400	0,6	1,2
36	1	630	0,7	-
56	1	400	0,64	-
16	1	400	0,5	-
21	1	400	0,58	-
242	1	250	0,69	-
13	1	400	0,58	-
19	1	250	0,91	-
38	1	250	0,9	-

## Продолжение таблицы 5

99	2	160	0,84	1,68
20	2	630	0,75	1,5
29	1	400	0,44	-

Расчет так же приведен в приложении Б.

Как видно из расчетов на некоторых КТП имеется проблема с высокой загрузкой трансформаторов следовательно далее проводим выбор данного оборудования для этих КТП.

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по требуемой мощности при которой обеспечивается нормативное значение коэффициента загрузки в зависимости от количества трансформаторов КТП [1]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (15)$$

где  $K_3$  - нормативный коэффициент загрузки трансформатора

$N$  – количество трансформаторов на КТП

Расчет проводим для КТП 204, определяем требуемую мощность:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{283,2^2 + 89,64^2}}{0,85} = 346,82 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТП трансформатор типа ТМГ 400.

Пересчитываем фактический коэффициент загрузки для другого значения номинальной мощности трансформатора и сравниваем его с нормативными значениями:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{283,2^2 + 89,64^2}}{400} = 0,74$$

Новый трансформатор проходит проверку следовательно его принимаем, далее проводим расчет для остальных КТП где это необходимо, сводим результаты в таблицу 6

Таблица 6 - Расчет электрических нагрузок КТП и выбор трансформаторов

Номер КТП	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип принятого трансформатора и номинальная мощность (кВА)	$K_{\text{эф}}$	$K_{\text{эфн}}$
277	66,66	ТМГ 100	0,57	-
204	346,82	ТМГ 400	0,74	-
190	290,97	ТМГ 400	0,62	-

Продолжение таблицы 6

72	189,98	ТМГ 250	0,65	-
40	479,66	ТМГ 630	0,65	-
86	201,00	2×ТМГ 250	0,56	1,12
87	178,70	ТМГ 250	0,61	
97	465,56	ТМГ 630	0,63	
22	428,27	2×ТМГ 630	0,48	0,96
57	413,83	ТМГ 630	0,56	
66	186,22	ТМГ 250	0,63	
67	728,49	2×ТМГ 1000	0,51	1,02
49	261,58	ТМГ 400	0,56	
266	70,36	ТМГ 100	0,60	
299	290,97	ТМГ 400	0,62	
221	164,46	2×ТМГ 250	0,46	0,92
230	644,37	ТМГ 1000	0,55	
19	267,46	ТМГ 400	0,57	
38	264,52	ТМГ 400	0,56	
99	191,87	2×ТМГ 250	0,54	1,08
20	674,53	2×ТМГ 1000	0,47	0,94

Выбор трансформаторов КТП проведен верно т.к. коэффициенты загрузки имеют значение не превышающее нормативное

## 5 РАСЧЕТ НАГРУЗОК КТП НА СТОРОНЕ 6 КВ

В данном разделе проводим расчет потерь мощности в силовых трансформаторах КТП с целью дальнейшего определения мощности приведенной к стороне ВН КТП

Расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах КТП проводим по следующим формулам [5]:

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

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{ном}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{ном}}{100} \quad (17)$$

где  $S_{P0,4}$  - мощность нагрузки 0,4 кВ;

$u_{кз\%}$  - напряжение короткого замыкания (%);

$i_{хх\%}$  - ток холостого хода;

$\Delta P_k, \Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ (кВт).

На примере КТП 204 (тип трансформатора ТМГ 400/6/0,4, ток холостого хода 0,5%, напряжение короткого замыкания 5,5%, потери короткого замыкания 3,9 кВт, потери холостого хода 1,0 кВт)

$$\Delta P_m = 3,9 \cdot 0,74^2 + 1,0 = 3,14 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 297,05^2}{100 \cdot 400} + \frac{0,5 \cdot 400}{100} = 14,13 \text{ (квар)}$$

Полную мощность потерь определяем по следующей формуле:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (18)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,14^2 + 14,31^2} = 14,65 \text{ (кВА)}$$

Нагрузка на стороне ВН КТП складывается из нагрузки на стороне НН и потерь в силовых трансформаторах, формула для ее расчета выглядит следующим образом [5]:

$$P_{pBH} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (19)$$

$$Q_{pBH} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (20)$$

$$S_{pBH} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (21)$$

Проводим расчет на примере КТП 204:

$$P_{pBH} = 283,2 + 3,14 = 286,34 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pBH} = 89,64 + 14,31 = 103,95 \text{ (квар)}$$

$$S_{pBH} = 297,05 + 14,65 = 311,7 \text{ (кВА)}$$

Расчёт данных параметров для остальных КТП сводим в таблицу 7

Таблица 7 – Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН КТП

КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{pBH}$ (кВт)	$Q_{pBH}$ (квар)	$S_{pBH}$ (кВА)
277	0,62	2,66	2,73	54,49	20,24	59,39
297	0,77	3,29	3,38	67,27	24,99	73,33
204	3,14	14,31	14,65	286,34	103,95	311,70
190	2,72	11,62	11,94	237,85	88,35	259,27
72	1,78	7,59	7,80	155,30	57,69	169,29
40	4,48	19,16	19,68	392,08	145,64	427,39
62	1,49	6,39	6,56	130,69	48,55	142,46
82	1,92	8,22	8,44	168,17	62,47	183,32
37	2,86	12,21	12,54	249,86	92,81	272,36
86	3,10	13,23	13,58	270,62	100,53	294,98
87	1,67	7,14	7,33	146,07	54,26	159,22
97	4,35	18,60	19,10	380,55	141,36	414,82
88	0,60	2,55	2,62	52,28	19,41	56,98
22	6,60	28,18	28,94	576,60	214,18	628,52
41	0,46	1,95	2,01	39,96	14,84	43,56
32	0,97	4,13	4,24	84,57	31,41	92,18

## Продолжение таблицы 7

15	3,12	13,32	13,67	272,45	101,21	296,97
48	0,40	1,73	1,77	35,36	13,14	38,54
79	0,98	4,21	4,32	86,10	31,99	93,86
49	0,79	3,38	3,47	69,19	25,70	75,42
64	2,51	10,71	11,00	219,11	81,39	238,84
65	2,42	10,33	10,61	211,42	78,53	230,46
57	3,87	16,53	16,98	338,27	125,65	368,73
66	1,74	7,44	7,64	152,22	56,54	165,93
67	11,22	47,93	49,23	980,79	364,32	1069,12
95	0,48	2,04	2,10	41,78	15,52	45,54
81	0,47	2,01	2,07	41,17	15,29	44,88
89	1,87	7,98	8,20	163,37	60,68	178,08
49	2,45	10,45	10,73	213,83	79,43	233,07
266	0,66	2,81	2,89	57,52	21,36	62,70
299	2,72	11,62	11,94	237,85	88,35	259,27
221	2,53	10,82	11,11	221,41	82,24	241,35
222	0,98	4,21	4,32	86,10	31,99	93,86
230	6,02	25,74	26,44	526,72	195,65	574,16
283	3,12	13,32	13,67	272,45	101,21	296,97
270	2,46	10,52	10,80	215,26	79,96	234,64
30	4,02	17,16	17,63	351,15	130,43	382,77
52	1,62	6,93	7,12	141,75	52,66	154,52
33	2,42	10,33	10,61	211,42	78,53	230,46
17	2,77	11,84	12,16	242,17	89,96	263,98
18	1,10	4,70	4,82	96,10	35,70	104,75
69	2,51	10,71	11,00	219,11	81,39	238,84
71	3,74	15,97	16,40	326,74	121,37	356,16
22	5,28	22,54	23,15	461,28	171,34	502,81
36	4,85	20,71	21,27	423,80	157,42	461,96
56	2,81	12,02	12,35	246,01	91,38	268,17
16	2,20	9,39	9,65	192,20	71,39	209,51
21	2,55	10,90	11,19	222,95	82,82	243,03
242	1,90	8,10	8,32	165,78	61,58	180,70
13	2,55	10,90	11,19	222,95	82,82	243,03
19	2,50	10,68	10,97	218,63	81,21	238,31
38	2,47	10,57	10,85	216,22	80,32	235,69
99	2,95	12,62	12,97	258,31	95,95	281,58
20	10,39	44,38	45,58	908,14	337,33	989,92

Продолжение таблицы 7

29	1,93	8,27	8,49	169,13	62,83	184,37
Сумма	148,89	637,08	654,25	13028,90	4837,29	14201,75

Расчет так же приведен в приложении В.

Далее по полученным данным проводим расчёт мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Бурейск.

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 6 КВ ПС БУРЕЙСК

Далее определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 6 кВ ПС Бурейск по следующей формуле [5]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \times \sum P_{pi} \quad (22)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \times \sum Q_{pi} \quad (23)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \times \sum S_{pi} \quad (24)$$

где  $k_o$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов КТП более 20)

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 130289 = 91202,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \times 4837,29 = 3386,1 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 14201,75 = 9941,23 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

## 7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 6 кВ ПС Бурейск, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [6]:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (25)$$

где  $tg \varphi$  - предельный коэффициент мощности (для номинального напряжения 110 кВ принимается равным 0,5 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

Требуемая мощность КУ приходящаяся на одну секцию РУНН:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (26)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{ном} \quad (27)$$

где  $Q_{ном}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет для ПС Бурейск, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 33861 - 9120,23 \cdot 0,5 = -1174,02 \text{ (квар)}$$

Полученное значение мощности компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка данного оборудования на ПС Бурейск (на шинах 6 кВ) не требуется, расчет окончен.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будем выполнять расчет токов короткого замыкания который необходим для выбора основного электротехнического оборудования подстанции Бурейск, после выполнения данного расчёта будут определены значения всех составляющих тока короткого замыкания, в том числе периодическая, и апериодическая и ударный ток КЗ.

Все данные составляющие необходимы для правильного выбора электротехнического оборудования и коммутационной аппаратуры, таких как выключатели, трансформаторы тока, шины, разъединители и т.д.

К коротким замыканиям относятся такие замыкания при которых происходит возникновение токов превышающих номинальные токи в несколько раз, сюда также относятся различные витковые замыкания, в электрических машинах включая трансформаторы.

КЗ могут возникать при нарушении изоляции а также при различного рода ситуациях, в том числе падении деревьев на воздушные линии электропередач, при ударах молнии и различных других ситуациях связанных с людьми.

КЗ могут происходить как без сопротивления так и через сопротивление возникающие в месте короткого замыкания, например электрической дуги, в случаях когда происходят металлические короткие замыкания в которых это сопротивление очень мало, ток короткого замыкания имеет максимальное значение.

В данном разделе будет рассматриваться расчет токов короткого замыкания без переходного сопротивления то есть трехфазное короткое замыкание. При трехфазном коротком замыкании все фазы электроустановки будут находиться в одинаковых условиях и это короткое замыкание называются симметричными, соответственно если фазы находятся в разных условиях, то короткое замыкание относится к не симметричному виду, векторные диаграммы двух этих коротких замыканий будут различаться между

собой, соответственно при трехфазном коротком замыкании диаграмма будет симметричной при не симметричном коротком замыкании диаграмма будет искажена.

Прохождение токов короткого замыкания через различное электрооборудование приводит к большим усилиям значительно превышающим усилия в нормальном режиме работы, поэтому есть необходимость в быстром отключении этих токов короткого замыкания, т.к. может произойти разрушение электроустановки.

Конструкция электрооборудования должна быть выполнена таким образом чтобы выдерживать кратковременные токи короткого замыкания без значительных разрушений.

При коротких замыканиях в электроустановках происходит снижение напряжения, а также броски тока, может произойти нарушение режима работы электроустановок, нарушение устойчивости работы генераторов, а также в худшем случае к системной аварии и значительному материальному ущербу.

Специально для того чтобы определить уровни токов короткого замыкания, позволить быстро отключать эти токи, в данном разделе и производится расчёт этих токов на рассматриваемом участке сети, также полученные данные будут использованы для выбора оборудования.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на всех РУ ПС Бурейск. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 6.

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

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки КЗ №1.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны РГРЭС используется данные о токах короткого замыкания, при этом расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ РГРЭС составляет 14,36 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

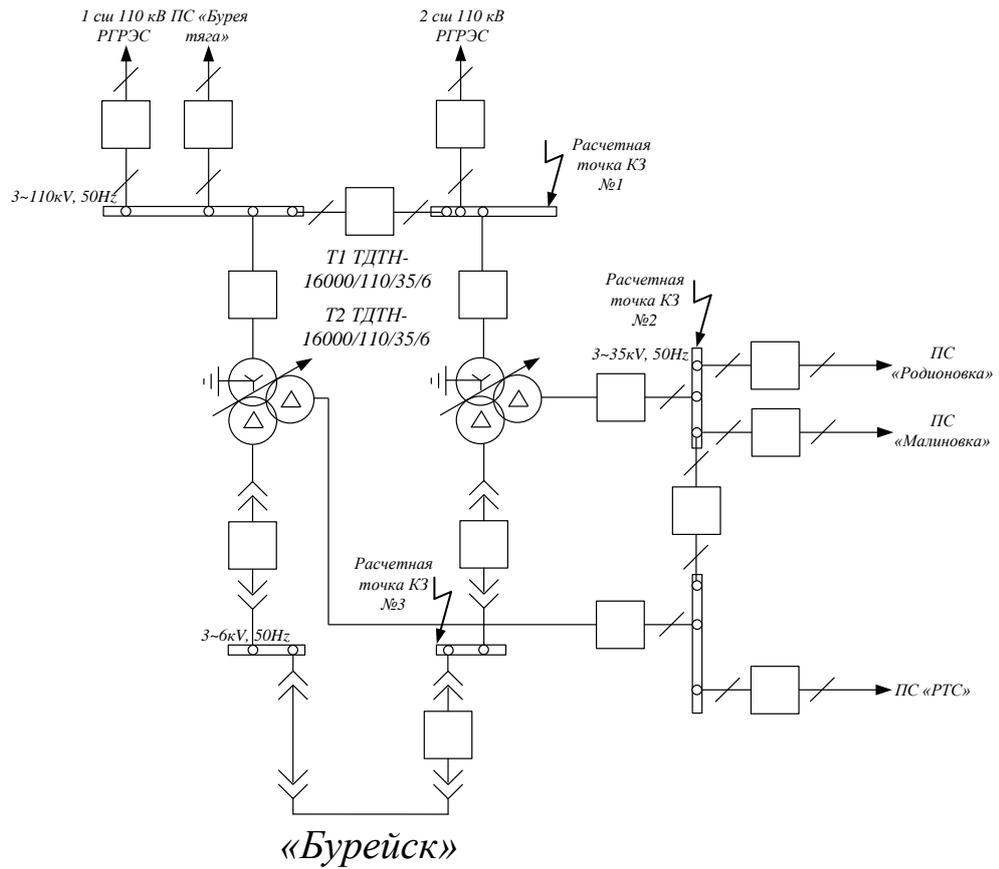


Рисунок 6 – Расчетные точки короткого замыкания

На рисунке 7 представлена схема замещения.

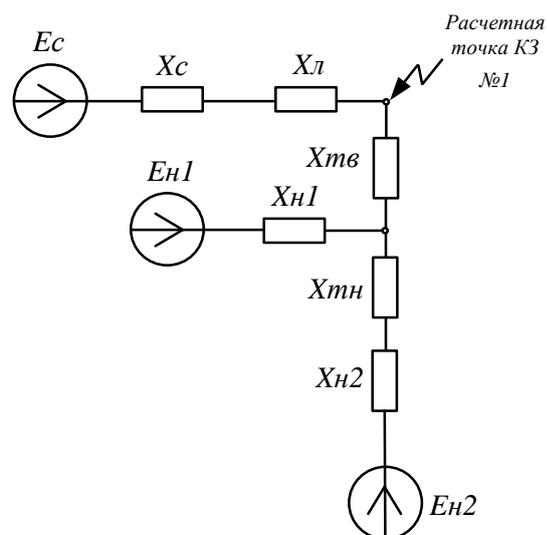


Рисунок 7 – Схема замещения

Принимаем базисные условия: базисная мощность:

- 1)  $S_b = 10$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_{b110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{b35} = 37$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_{b6} = 6,3$ .
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле [7]:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (28)$$

где  $I_b$ ,  $U_b$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{b110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{b35} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{b6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям.

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ «РГРЭС»:

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

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ «РГРЭС», согласно исходным данным (МВА):

$$X_C = \frac{10}{2860} = 0,003(\text{о.е.})$$

Сопротивление ВЛ:

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

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

$l$  – длина ВЛ (км)

В данном случае питание на ПС Бурейск приходит по трем цепям ВЛ поэтому определяем эквивалентное сопротивление.

$$X_{Л} = 0,4 \cdot \left( \frac{16,4}{3} \right) \cdot \frac{10}{115^2} = 0,002(\text{о.е.})$$

Сопротивления трансформаторов ПС Бурейск (сопротивление обмотки среднего напряжения принимаем равным 0):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (31)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{10}{16} = 0,17(\text{о.е.})$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (32)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{10}{16} = 0,11(\text{о.е.})$$

где  $u_{K\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

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

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (33)$$

где  $S_n$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{8,71^2 + 4,32^2}} = 1,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{9,94^2 + 3,38^2}} = 0,95 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 8, 9, 10:

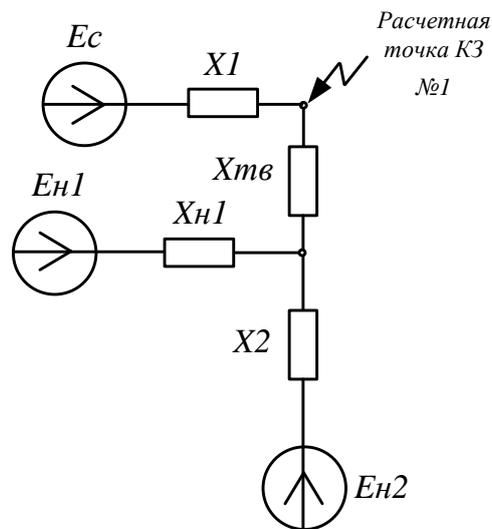


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

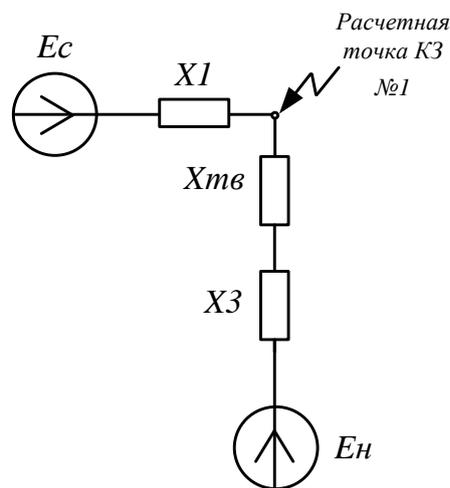


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

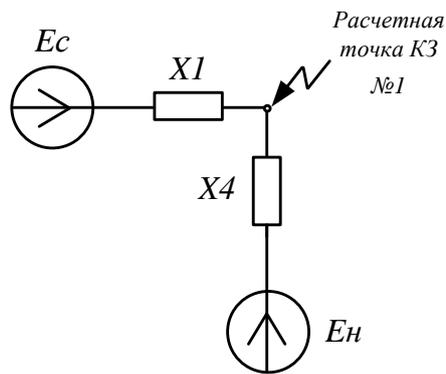


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{Л} \quad (34)$$

$$X1 = 0,003 + 0,002 = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{ТН} + X_{Н2} \quad (35)$$

$$X2 = 0,11 + 0,95 = 1,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = \frac{X2 \cdot X_{Н1}}{X2 + X_{Н1}} \quad (36)$$

$$X3 = \frac{1,06 \cdot 1,03}{1,06 + 1,03} = 0,52 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X3 + X_{ТВ} \quad (37)$$

$$X4 = 0,52 + 0,17 = 0,69 \text{ (о.е.)}$$

Результирующее сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4} \quad (38)$$

$$X_p = \frac{0,005 \cdot 0,69}{0,005 + 0,69} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X_4 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_4} \quad (39)$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,69 + 0,85 \cdot 0,005}{0,69 + 0,005} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке №1:

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{6110} = \frac{0,98}{0,004} \cdot 0,05 = 12,25 \text{ (кА)} \quad (40)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (41)$$

где  $T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты, в данном случае принимается 0,06 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (42)$$

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

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

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

В данном случае постоянная времени принимается согласно справочным данным (0,03).

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,25 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 2,34 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (43)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 12,25 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 29,73 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса [7]:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + T_a) \quad (44)$$

где  $T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 12,25^2 \cdot (2 + 0,03) = 304,64 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Результаты расчета для всех точек КЗ сведены в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)	$B_K$ , (кА <sup>2</sup> ×с)
№1	12,25	2,34	29,73	304,64
№2	4,12	0,79	10,02	34,56
№3	15,54	2,97	37,73	490,53

Полученные данные используем в дальнейших расчетах и при выборе основного оборудования на ПС Бурейск.

## 9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС БУРЕЙСК

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям номинальной загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС Бурейск

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	168,0
35	264,0
6	1540,0

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

### 9.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [7]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (45)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (46)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (47)$$

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

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (48)$$

где  $I_{ПРСКВ}$  - предельный сквозной ток выключателя;

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

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	168,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,25	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,73	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,25	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	12,45	2,34	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,73	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	304,64	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

## 9.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	264,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	4,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,02	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	4,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,79	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,02	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	5000	34,56	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 9.3 Выбор выключателей на стороне 6 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 1600 А производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	1540	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	15,54	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	37,73	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	15,54	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	13,36	2,97	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	37,73	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2976,75	490,53	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

### 9.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двух колонковый), 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 разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	168,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,73	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,5	304,64	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	264,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,02	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	34,56	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

### 9.5 Выбор трансформаторов тока

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (49)$$

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

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (50)$$

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

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (51)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Эльстер Метроника» (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 15, 16, 17.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

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

Тогда сопротивление приборов:

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

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

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

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

Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,6} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 200 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	200	168	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	29,73	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	304,64	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	264,0	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,02	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	34,56	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока 6 кВ ТПЛК-6-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	6	6	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	1540	$I_{НОМ} \geq I_{М}$

Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	37,73	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	490,53	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 9.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (52)$$

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности (ВА);

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ)

Тип прибора		Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	Альфа 1800	15	1
Счетчик РЭ			
Сумма			19

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	75 ВА	19 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

### 9.7 Выбор шин 110 кВ

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС Бурейск.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 168,0 А, принимаем провод для данного напряжения АС 150/24 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (53)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость;

$r_0$  - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (54)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

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

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

### **9.8 Выбор шин 35 кВ**

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-120/19. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток ВН составляет 264,0 А, при этом длительно допустимый для провода АС 120/19 составляет 390 А, следовательно шины проходят проверку

### **9.9 Выбор шин 6 кВ**

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Бурейск. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $100 \times 8$  мм, длительно допустимы ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{490,53}}{91} = 0,28 \quad (55)$$

где  $B_{\kappa}$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98 \quad (56)$$

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

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

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)} \quad (57)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{37730^2}{0,4} = 453,29 \text{ (Н/м)} \quad (58)$$

где  $i_{\text{yo}}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

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

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)} \quad (59)$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{37730^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)} \quad (60)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

### 9.10 Выбор ОПН

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 27.

Таблица 27 – Технические данные ОПН 110 кВ

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

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6 УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	4,32	3,97	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 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 [4]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (61)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (62)$$

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

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 6 кВ ПС Бурейск КТП 277 фидера №13:

$$I_p = \frac{59,39}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,44 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем минимальное 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 31:

Таблица 31 – Выбор проводников ВЛ

Фидер	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
13	5,44	СИП-3 3×35	200

15	47,06	СИП-3 3×35	200
21	153,78	СИП-3 3×70	310

Продолжение таблицы 31

23	199,56	СИП-3 3×70	310
24	134,56	СИП-3 3×70	310
30	205,65	СИП-3 3×70	310
31	161,23	СИП-3 3×70	310

При расчете тока в сечении необходимо так же пользоваться коэффициентом совмещения максимумов нагрузки который зависит от числа КТП подключенных к данному фидеру, далее проводим расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ и проверяем выбранные проводники по термической стойкости.

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

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 6 кВ КТП 277, схема замещения представлена на рисунке 11.

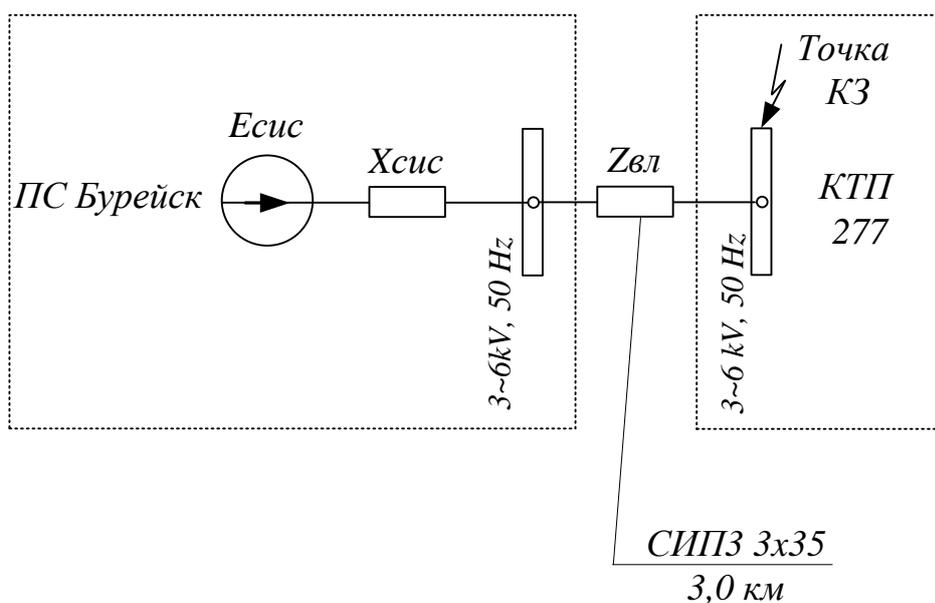


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (63)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС Бурейск, определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС Бурейск.

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (64)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (65)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

$L$  – длина участка линии, км.

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

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (66)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (67)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,54} = 0,25 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_n = 0,29 \cdot 3,0 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

$$R_n = 1,26 \cdot 3,0 = 3,78 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_n \quad (68)$$

$$X_p = 0,25 + 0,87 = 1,12 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 3,78 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,78^2 + 1,12^2}} = 0,92 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,92 = 0,8 (\text{кА})$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{1,12}{3,78 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,1 \quad (69)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 0,92 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} \right) = 1,43 (\text{кА})$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на остальных ближайших к ПС КТП, результаты расчетов сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}$ (кА)	$I_{\text{поз}}$ (кА)	$I_{\text{уд}}$ (кА)
Шины ВН КТП 277	0,92	0,80	1,43
Шины ВН КТП 297	1,82	1,57	2,82
Шины ВН КТП 72	8,15	7,01	12,63
Шины ВН КТП 41	4,24	3,65	6,57
Шины ВН КТП 266	2,14	1,84	3,32
Шины ВН КТП 30	3,24	2,79	5,02
Шины ВН КТП 242	4,15	3,57	6,43

### 11.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{B_k}{c}} \quad (70)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

$c$  - температурный коэффициент для проводников из алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 6 кВ «Бурейск» - КТП 277, фидер №13 (максимальное время работы резервной защиты составляет 2,0 сек):

$$S_T = \sqrt{\frac{0,92^2 \cdot (2,0 + 0,001)}{95}} = 13,3 (\text{мм}^2)$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (71)$$

$$13,3 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Проверка сечений по термической стойкости

Точка КЗ	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{\text{факт}}$ (мм <sup>2</sup> )
Шины ВН КТП 277	13,3	35
Шины ВН КТП 297	24,4	35
Шины ВН КТП 72	69,13	70
Шины ВН КТП 41	55,12	70
Шины ВН КТП 266	30,58	70
Шины ВН КТП 30	41,89	70
Шины ВН КТП 242	51,65	70

Все принятые сечения проходят проверку

### 11.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (72)$$

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

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

Расчет проводим на примере фидера №13, определяем потерю напряжения на участке ПС Бурейск - КТП 277:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 5,44 \cdot 3,0 \cdot \left( 1,26 \cdot \frac{54,49}{59,39} + 0,29 \cdot \frac{20,24}{59,39} \right) \cdot \frac{100}{6300} = 0,56 (\%)$$

Данное значение не должно превышать 5% для наиболее удаленной от источника питания КТП, расчет показывает что потеря не превышает допустимого значения следовательно сечение менять не требуется, для остальных фидеров результаты заносим в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет потерь напряжения

Фидер	$\Delta U$ (%)
13	0,56
15	2,16
21	4,25
23	4,65
24	3,98
30	4,74
31	3,99

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен.

## 12 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 16000/110/35/6 Бурейск.

### 12.1 Дифференциальная защита

Защиту трансформатора выполняем на терминале RET 521.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (73)$$

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

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (74)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (75)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (76)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки;

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

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность;

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

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$  – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \geq \frac{I_{1\text{НОМТТ}} \cdot K_{10}}{I_{\text{ТНОМ}i}} \geq \frac{I_{\text{КЗВНм}}}{I_{\text{ТНОМ}i}} \quad (77)$$

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

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

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{\text{T1}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБР}} \cdot I_{\text{СКВ}} - 0,7}{I_{\text{СКВ}} - I_{\text{ТР}}} \quad (78)$$

$$I_{\text{ТАСЧ}} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\text{min}}}{K_{\text{T1}}} \quad (79)$$

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

Расчетный ток небаланса.

$$I_{\text{НБР}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{d\text{сп}} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

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

Принимаем:

$$I_{d\text{min}} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 35:

Таблица 35 – Тормозные характеристики.

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

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

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (80)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

### 12.2 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 [12]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,88 = 106,16 \text{ (А)} \quad (81)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{106,16}{(100/5)} = 5,31 \text{ (А)} \quad (82)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

### 12.3 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [12]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 80,88 = 181,98 \text{ (А)} \quad (83)$$

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{13,36 \cdot 10^3 \cdot (6,3/115)}{181,98} = 6,2 \quad (84)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СР}} = \frac{181,98}{(100/5)} = 9,09 (\text{А})$$

## 12.4 Газовая защита

На силовых трансформаторах ПС Бурейск установлены газовые реле «Бухгольца». Реле устанавливается в контур охлаждения контролируемого устройства и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

У трансформаторов с герметичным уплотнением мембраной (резиновый мешок) в расширителе газовые реле могут использоваться в качестве контрольных устройств для этой мембраны («сигнализатор разрыва мешка»).

Газовые реле могут использоваться в установках под открытым небом и в помещениях. Разнообразие типов газовых реле «Бухгольца» обусловлено нормами и стандартами, а также специальными требованиями заказчиков. Номинальная мощность и конструкция защищаемого устройства определяют тип используемого реле.

## 12.5 Блок защиты присоединений

В данном подразделе рассмотрим микропроцессорное устройство защиты присоединений типа БЗП которое устанавливается на присоединения 6 кВ ПС Бурейск для защиты от ненормальных режимов работы.

*12.5.1 Назначение.* Микропроцессорное устройство защиты предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, диагностики и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ на подстанциях с переменным и постоянным оперативным током. Устройство обеспечивает функции защиты, автоматики и управления воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов и электродвигателей.

Устройство предназначено для установки в высоковольтных ячейках КСО, КРУ, КРУН, КТП и др., на релейных панелях и пультах управления электростанций и подстанций электросетевых, коммунальных и промышленных предприятий, на объектах нефтегазового комплекса, на тяговых подстанциях железных дорог и метрополитена.

Устройство может включаться в АСУ ТП и информационно-управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня (по умолчанию используется протокол ModBus-RTU, для передачи информации по МЭК 60870 в комплект поставки включается конвертор ШЛЮЗ E-442).

Так же для объектов, на которых необходимо реализовать передачу информации в АСУ ТП GOOSE по МЭК 61850-8-1 в комплект поставки по спец заказу включается конвертор протоколов SYNC 200 производства компании Kalkitech. Устройство передает на удаленные рабочие места эксплуатационного и диспетчерского персонала информацию о положении коммутационного аппарата, информацию аварийных событий и текущую информацию по всем контролируемым параметрам.

*12.5.2 Состав оборудования.* Конструктивно устройство выполнено тремя блоками в отдельных корпусах. Первый блок – блок защиты БЗП-03 (далее блок). Блок предназначен для реализации функций защиты, автоматики, диагностики и управления. Устанавливается в релейном отсеке ячейки управления выключателем или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции.

Второй блок – пульт управления ПУ-01 (далее ПУ). Устанавливается на дверце релейного отсека шкафа управления или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции. ПУ содержит клавиатуру управления, индикатор и светодиоды, отображающие положение выключателя и режимы работы блока. ПУ предназначен для местного отображения контролируемых параметров, изменения уставок, просмотра протоколов срабатывания защит и событий.

Третий блок – блок расширения входов и выходов БРВ-01 (далее БРВ) выполнен отдельным пристыковываемым модулем. БРВ служит для увеличения числа дискретных входов и выходных реле. Связь между блоком и ПУ осуществляется по последовательному интерфейсу RS485-1. Расстояние между блоком и ПУ не должно превышать 1500 метров.

*12.5.3 Основные функции.* Устройство в зависимости от выбранной сервисной уставки ОТ, ВВ, СВ может устанавливаться на отходящее присоединение, вводной выключатель и секционный выключатель соответственно. В зависимости от сервисной уставки устройство может реализовывать различные функции защит и автоматики.

МТЗ-1 предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий. Пусковые органы тока защиты объединены по схеме «ИЛИ».

Защита работает как токовая ненаправленная/направленная при отключенном/включенном программном переключателе. Принцип направленности защиты для всех ступеней МТЗ реализуется по так называемой девяностиградусной схеме. Устройство определяет угол между током фазы и линейным напряжением для каждой пары векторов IA - UBC, IB - UCA, IC - UAB отдельно. Срабатывание направленной МТЗ произойдет в случае превышения величины фазного тока заданной уставки и попадании вектора фазного тока в зону срабатывания. Для задания зоны срабатывания необходимо указать угол максимальной чувствительности  $\varphi$  МЧ, тогда область срабатывания будет определяться диапазоном  $0^\circ - 65^\circ \leq \leq +65^\circ \varphi$  МЧ, что составляет  $130^\circ$ . Для каждой пары векторов IA - UBC, IB - UCA, IC - UAB отсчет угла максимальной чувствительности осуществляется от соответствующего вектора напряжения против часовой стрелки в диапазоне от  $0^\circ$  до  $359,9^\circ$  с шагом  $0,1^\circ$ . Другими словами, для вектора тока IA отсчет осуществляется от вектора напряжения UBC, для IB – от вектора UCA, для IC – UAB (поясняющая схема представлена в приложении 3).

Отметим, что уставка по  $\varphi$  МЧ является общей для всех ступеней МТЗ первой и второй групп уставок. Ввод/вывод МТЗ-1 производится программным

переключателем. В устройстве предусмотрена возможность задания выдержки времени  $T_{ср}$ . Ист для первой ступени МТЗ. Небольшое замедление токовых отсечек (порядка 0,1 с) может потребоваться:

- для отстройки от искусственных кратковременных КЗ, создаваемых трубчатыми разрядниками, устанавливаемыми для защиты воздушных линий от атмосферных перенапряжений;

- для лучшей отстройки от бросков тока при внешних КЗ и при пуске (само запуске) для защиты электродвигателей. Незначительная потеря в быстродействии защиты компенсируется в этом случае повышением её чувствительности.

Пусковые органы тока МТЗ-2 выполнены аналогично МТЗ-1. Защита работает как токовая ненаправленная и без пуска по напряжению при отключенных программных переключателя.

Программным переключателем вводится цепь ускорения МТЗ-2 при включении выключателя на короткое замыкание. Время ввода ускорения не регулируется и равно 1 секунде. Имеется возможность задания выдержки времени  $T_{умтз}$ , диапазон регулирования которой от 0 до 1 секунды с шагом 0,01 с.

Функция пуска по напряжению МТЗ-2 вводится/выводится переключателем. Пусковой орган напряжения (ПОН) контролирует линейные напряжения и снижение хотя бы одного из них ниже заданной уставки приведет к его срабатыванию. Функция направленности вводится/выводится программным переключателем. Ввод/вывод МТЗ-2 выполняется программным переключателем. Защита имеет регулируемую выдержку времени  $T_{ср.Ист}$ .

МТЗ-3 с независимой характеристикой срабатывания сработает при превышения тока заданной уставки с выдержкой времени  $T_{ср.Ист}$ . Для выполнения функций защиты электродвигателей от перегрузки в МТЗ-3 предусмотрена интегрально-зависимая характеристика срабатывания, которая строится на основе тепловой модели электродвигателя. Тепловое состояние электродвигателей, работающих в тяжелых условиях пуска, подверженных

частым перегрузкам по технологическим причинам, будет определяться не только степенью перегрузки и её длительностью, но и предшествующим тепловым состоянием. Поэтому характеристика срабатывания защиты должна быть интегрально зависимой от тока, учитывать предшествующее перегрузке тепловое состояние, процесс отдачи тепла, как в режиме перегрузки, так и в нормальном режиме работы и отключении от сети

Для реализации логической защиты шин в устройстве предусмотрено три токовых пусковых органа, объединенных по схеме «ИЛИ». Эти пусковые органы позволяют контролировать токи в отходящих фидерах и действуют на выходное реле «Пуск МТЗ». Цепи выходных реле объединяются по схеме «ИЛИ» и блокируют действие ЛЗШ рабочего и резервного питания. Диапазон регулирования токовой уставки во вторичных величинах от 0 до 200 А с шагом 0,01 А. Коэффициент возврата – 0,95.

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов минимального напряжения (UAB, UBC, UCA), объединенных по схеме «И». Алгоритм защиты блокируется при неисправностях в цепях напряжения (отсутствие сигнала «Неиспр U») и при отключенном выключателе (отсутствие сигнала «РПВ»). Предусмотрена возможность оперативного ввода/вывода защиты от ключа управления (сигнал «Разр ЗМН»). Защита выполнена в двух ступенчатом исполнении. Уставки задаются во вторичных значениях напряжения. Диапазон задания уставок от 0 до 150 В, дискретность задания – 0,1 В.

В устройстве предусмотрены три аналоговых входа для подключения датчиков дуговой защиты. Дуговая защита может быть выполнена с пуском по напряжению (программный переключатель В28), при этом пусковой орган напряжения сработает в случае снижения хотя бы одного линейного напряжения ниже заданной уставки.

Уставка пускового органа напряжения задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 150 В с шагом 0,1. Коэффициент возврата пускового органа напряжения 1,05. Уровень срабатывания по каждому датчику

дуговой защиты D1, D2 и D3 задается отдельно. Диапазон уставок – от 0 до 100 % с шагом 0,1 %.

Датчики дуговой защиты D1 и D2 включены в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ», который конфигурируется на любое выходное реле устройства. Датчик дуговой защиты D3 может быть включен в цепь сигнала «ОТКЛ от ДЗ», действующего на отключение собственного выключателя или в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ». Данный выбор обусловлен местом установки датчика D3 и производится программным переключателем В29. Кроме того, формирование сигнала «ОТКЛ от ДЗ» можно осуществить с пуском по току (ввод программного переключателя В33). Уставка пускового органа тока задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 200 А с шагом 0,01. Коэффициент возврата пускового органа тока 0,95.

Устройство позволяет автоматически включать выключатель присоединения после его отключения какой-либо из защит.

Необходимым условием работы АПВ является наличие двух сигналов: разрешающего сигнала «Разр АПВ» от ключа управления и сигнала готовности автоматики «Готов АВТ», появляющегося после включения выключателя по истечении регулируемой выдержки времени ТГОТ.АВТ.

Диапазон уставок ТГОТ.АВТ – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Пуск АПВ формируется по факту срабатывания защит, выбираемых программными переключателям (триггер переходит в сработавшее состояние).

Включение выключателя по первой ступени АПВ произойдет при наличии сигнала «РПО» и отсутствии блокировки АПВ по истечении регулируемой выдержки времени ТАПВ1.

Если же включение выключателя не происходит, то в течение 120 секунд доступен пуск второй ступени АПВ с выдержкой времени ТАПВ2. Также в этот момент формируется сигнал «Неусп АПВ1». По истечении выдержки ТАПВ2 произойдет повторное включение выключателя второй ступенью АПВ.

При аварийном отключении после срабатывания второй ступени формируется сигнал «Неусп АПВ2» и АПВ более не повторяется. Сброс

триггера в цепи включения по АПВ происходит при появлении сигналов «ВКЛ по АПВ», «Квитирование» или «Неиспр». Диапазон уставок ТАПВ1 и ТАПВ2 – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01.

Обязательным условием работы УРОВ является наличие разрешающего сигнала «Разр УРОВ» от ключа управления. УРОВ формирует сигнал на отключение выключателя основного и резервного питания по факту отказа выключателя присоединения при срабатывании защит. В алгоритме пуска УРОВ некоторые защиты (МТЗ-1, МТЗ-2, УМТЗ, ОТКЛ от ДЗ) закреплены «жестко», необходимость ввода других сигналов и защит, предусмотренных переключателями, определяется релейным персоналом. Об отказе выключателя будут свидетельствовать отсутствие сигнала «РПО» (введен программный переключатель) при срабатывании защит и наличие тока через выключатель присоединения, превысившего выбранную уставку – сигнал «Пуск по I». Ввод/вывод УРОВ определяется программным переключателем.

В устройстве предусмотрено три категории АЧР. Первая категория (АЧР1) – для предотвращения снижения частоты (даже кратковременного в переходном процессе) ниже заданной уставки с минимальной выдержкой времени ТСР.АЧР1 (рекомендуется 0,1 – 0,2 секунды), необходимой для отстройки от переходных процессов в цепях напряжения. Вторая категория (АЧР2) – для восстановления частоты сети до безопасного уровня. Вторая категория действует на отключение с выдержкой времени ТСР.АЧР2 и единой уставкой для всех очередей по частоте.

Все категории АЧР блокируются при неисправностях в цепях напряжения (сигнал «Неиспр U»), отключенном выключателе присоединения (отсутствие сигнала «РПВ») и отсутствии сигналов «Разр АЧР». Ввод/вывод АЧР1, АЧР2, АЧР3 производится программными переключателями В49, В50, В121 соответственно. Выдержка времени для АЧР1, АЧР2 и АЧР3 выбирается в диапазоне от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Возврат пускового органа произойдет при превышении уставки на 0,05 Гц. Сигнал «Блок АЧР по U» предназначен для блокировки работы АЧР при снижении напряжения на

секции шин. Сигнал вводится программным переключателем В119. Диапазон уставок: 0-150 В, шаг: 0,1 В.

При срабатывании АЧР1 или АЧР2, устанавливается триггер в цепи АПВ (ключ В47 включен). Включение выключателя по ЧАПВ произойдет через установленное время срабатывания ТАПВ, когда исчезнет блокировка (сигнал «Блокировка АПВ»), которая вызвана заниженной частотой сети. За контроль напряжения сети, уровня не симметрии и частоты сети отвечает алгоритм контроля напряжения на секции (сигнал «УСШ», описанный ниже), который и участвует в формировании блокировки ЧАПВ (сигнал «Блокировка АПВ»). Значит, пока частота сети не восстановится до заданного уставко уровня, «УСШ» будет блокировать ЧАПВ.

Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое короткое замыкание предусмотрен логический элемент «И» в цепи сброса триггера, на который поступают сигналы «РВ» и «ОТКЛ ВВ». При ручном включении в условиях отсутствия блокировки сигнал «РВ» поступает на первый вход элемента «И» и устанавливает триггер в сработанное состояние (появляется сигнал «ВКЛ ВВ»). Если включение произошло на КЗ, сигнал «ОТКЛ ВВ» будет сформирован при отключении выключателя от защит («ОТКЛ от защит») и подан на второй вход элемента «И», тем самым образуя сигнал на сброс триггера в цепи включения выключателя. Сформированный сигнал по обратной связи становится на само подхват и будет существовать до тех пор, пока не исчезнет сигнал «РВ». Таким образом обеспечивается однократность включения выключателя на установившееся КЗ при одновременном наличии сигналов «РВ» и «ОТКЛ ВВ».

### 13 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Бурейск с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Бурейск:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (85)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

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

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

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч6}$  - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$  - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (7 \cdot 6,58 + 6 \cdot 1,88 + 14 \cdot 0,15) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 330,72 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (86)$$

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

$$K_{пост} = 19,74 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 109,83 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Бурейск»:

$$K_{пс} = K_{py} + K_{пост} = 330,72 + 109,83 = 440,55 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (87)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (88)$$

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

$$I_{AM} = 440,55 \cdot \frac{1}{20} = 22,03 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (89)$$

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

$$I_{ЭКС} = 440,55 \cdot 0,059 = 25,99 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в модернизацию ПС Бурейск в частности замену распределительных устройств составили 440,55 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 22,03 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 25,99 млн.руб.

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В выпускной квалификационной работе предлагается вариант реконструкции и модернизации распределительной сети поселка Новобурейский в Амурской области, а так же источника питания ПС 110/35/6 кВ Бурейск с целью повышения качества и надежности электроснабжения потребителей электрической энергии. В частности, предлагается замена трансформаторных подстанций и питающих воздушных линий электропередачи на более современные. Так же предусматривается замена отработавших свой срок силовых трансформаторов типа ТДТН 16000/110/35/16 установленных на подстанции Бурейск и питающих рассматриваемую распределительную сеть, а также остального силового оборудования. В данном разделе будут рассмотрены вопросы безопасности, экологичности и чрезвычайных ситуаций

### 14.1 Безопасность

Выполнение монтажно-наладочных работ должно выполняться в соответствии со всеми требованиями, предъявляемыми к данным видам работ.

Основные требования мер безопасности НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК». Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению, должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ и с фактическими условиями труда, знать и выполнять требования безопасности в объеме порученных работ.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

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

По окончании строительного-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных изоляторов;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренными в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от

находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ Минтруда России от 28.10.2020г. №753н/
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
7. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.
8. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
9. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

10. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

#### **14.2 Экологичность**

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС Бурейск может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушения. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Бурейск согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора типа ТДТН 16000/110/35/6 с размерами 6,34×4,23×5,39 и массой масла 14,3 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

- 1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м
- 2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11];

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

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

Рассмотрим расчет маслоприемника трансформатора ПС Бурейск

Объем масла в трансформаторе [3]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (90)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{14,3}{0,88} = 16,25 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе

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

Площадь маслоприемника [3]:

$$S_{\text{mn}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (91)$$

$$S_{\text{mn}} = (6,34 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,23 + 2 \cdot 1,5) = 67,53 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

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

Площадь боковой поверхности трансформатора [3]:

$$S_{\text{bn}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (92)$$

$$S_{\text{bn}} = (6,34 + 4,23) \cdot 2 \cdot 5,39 = 113,95 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [11]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора [11]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{on}) \cdot 10^{-3} \quad (93)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,53 + 113,95) \cdot 10^{-3} = 65,33 (\text{м}^3)$$

Объем маслоприемника [11]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{mmH_2O} = 16,25 + 0,8 \cdot 65,33 = 68,51 (\text{м}^3)$$

Глубина маслоприемника [11]:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (94)$$

$$H_{mn} = \frac{68,51}{67,53} = 1,02 (\text{м})$$

Высота подсыпки [11]:

$$H_z = 0,25 (\text{м})$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 (\text{м})$$

Общая высота маслоприемника [11]

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (95)$$

$$H_{nmm} = 1,02 + 0,05 + 0,25 = 1,32 (\text{м})$$

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

При выполнении монтажно - наладочных работ на ПС Бурейск должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции Бурейск предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются

безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ Бурейск.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС Бурейск устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

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

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

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

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

Противопожарная защита на ПС Бурейск обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС Бурейск обеспечивается:

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

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС Бурейск:

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

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным

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

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

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [21]: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup>.

На ПС Бурейск определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [21], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

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

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был разработан оптимальный вариант реконструкции ПС 110/35/6 кВ Бурейск в поселке Новобурейский Амурской области, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное. Так же при решении комплексной задачи проведена модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Новобурейский которая получает питание от ПС Бурейск. В ходе выполнения работы было решено значительное количество технических и экономических задач, так же приведены основные требования в области техники безопасности, охраны труда при строительно - монтажных работах и эксплуатации электротехнического оборудования

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет электрических нагрузок**

Номер КТП	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (квар)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
277	53,87	17,58	56,66
297	66,50	21,70	69,95
204	283,2	89,64	297,05
190	235,13	76,73	247,33
72	153,52	50,10	161,49
40	387,60	126,48	407,71
62	129,20	42,16	135,90
82	166,25	54,25	174,88
37	247,00	80,60	259,82
86	267,52	87,30	281,40
87	144,40	47,12	151,89
97	376,20	122,76	395,72
88	51,68	16,86	54,36
22	570,00	186,00	599,58
41	39,50	12,89	41,55
32	83,60	27,28	87,94
15	269,33	87,89	283,30
48	34,96	11,41	36,77
79	85,12	27,78	89,54
49	68,40	22,32	71,95
64	216,60	70,68	227,84
65	209,00	68,20	219,85
57	334,40	109,12	351,75
66	150,48	49,10	158,29
67	969,57	316,39	1019,89
95	41,30	13,48	43,44
81	40,70	13,28	42,81
89	161,50	52,70	169,88
49	211,38	68,98	222,34
266	56,86	18,55	59,81
299	235,13	76,73	247,33
221	218,88	71,42	230,24
222	85,12	27,78	89,54
230	520,70	169,91	547,72

283	269,33	87,89	283,30
270	212,80	69,44	223,84
30	347,13	113,27	365,14
52	140,13	45,73	147,40
33	209,00	68,20	219,85
17	239,40	78,12	251,82
18	95,00	31,00	99,93
69	216,60	70,68	227,84
71	323,00	105,40	339,76
22	456,00	148,80	479,66
36	418,95	136,71	440,69
56	243,20	79,36	255,82
16	190,00	62,00	199,86
21	220,40	71,92	231,84
242	163,88	53,48	172,38
13	220,40	71,92	231,84
19	216,13	70,53	227,34
38	213,75	69,75	224,84
99	255,36	83,33	268,61
20	897,75	292,95	944,34
29	167,20	54,56	175,88

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов

Номер КТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зфн}$
277	1	63	0,9	-
297	1	100	0,7	-
204	1	250	1,18	-
190	1	250	0,99	-
72	1	160	1,01	-
40	1	400	1,02	-
62	1	160	0,85	-
82	2	250	0,35	0,7
37	1	400	0,65	-
86	2	160	0,88	1,76
87	1	160	0,95	-
97	1	400	0,99	-
88	1	160	0,34	-
22	2	400	0,75	1,5
41	1	63	0,66	-
32	1	160	0,55	-
15	1	630	0,45	-
48	1	160	0,23	-
79	1	160	0,56	-
49	1	160	0,45	-
64	1	400	0,57	-
65	1	400	0,55	-
57	1	400	0,88	-
66	1	160	0,99	-
67	2	630	0,81	1,62
95	1	63	0,69	-
81	1	63	0,68	-
89	1	250	0,68	-
49	1	250	0,89	-
266	1	63	0,95	-
299	1	250	0,99	-
221	2	160	0,72	1,44
222	1	160	0,56	-
230	1	630	0,87	-

283	1	630	0,45	-
270	1	400	0,56	-
30	1	630	0,58	-
52	1	250	0,59	-
33	1	400	0,55	-
17	1	400	0,63	-
18	1	400	0,25	-
69	1	400	0,57	-
71	1	400	0,85	-
22	2	400	0,6	1,2
36	1	630	0,7	-
56	1	400	0,64	-
16	1	400	0,5	-
21	1	400	0,58	-
242	1	250	0,69	-
13	1	400	0,58	-
19	1	250	0,91	-
38	1	250	0,9	-
99	2	160	0,84	1,68
20	2	630	0,75	1,5
29	1	400	0,44	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет потерь мощности трансформаторов

КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{pBH}$ (кВт)	$Q_{pBH}$ (квар)	$S_{pBH}$ (кВА)
277	0,62	2,66	2,73	54,49	20,24	59,39
297	0,77	3,29	3,38	67,27	24,99	73,33
204	3,14	14,31	14,65	286,34	103,95	311,70
190	2,72	11,62	11,94	237,85	88,35	259,27
72	1,78	7,59	7,80	155,30	57,69	169,29
40	4,48	19,16	19,68	392,08	145,64	427,39
62	1,49	6,39	6,56	130,69	48,55	142,46
82	1,92	8,22	8,44	168,17	62,47	183,32
37	2,86	12,21	12,54	249,86	92,81	272,36
86	3,10	13,23	13,58	270,62	100,53	294,98
87	1,67	7,14	7,33	146,07	54,26	159,22
97	4,35	18,60	19,10	380,55	141,36	414,82
88	0,60	2,55	2,62	52,28	19,41	56,98
22	6,60	28,18	28,94	576,60	214,18	628,52
41	0,46	1,95	2,01	39,96	14,84	43,56
32	0,97	4,13	4,24	84,57	31,41	92,18
15	3,12	13,32	13,67	272,45	101,21	296,97
48	0,40	1,73	1,77	35,36	13,14	38,54
79	0,98	4,21	4,32	86,10	31,99	93,86
49	0,79	3,38	3,47	69,19	25,70	75,42
64	2,51	10,71	11,00	219,11	81,39	238,84
65	2,42	10,33	10,61	211,42	78,53	230,46
57	3,87	16,53	16,98	338,27	125,65	368,73
66	1,74	7,44	7,64	152,22	56,54	165,93
67	11,22	47,93	49,23	980,79	364,32	1069,12
95	0,48	2,04	2,10	41,78	15,52	45,54
81	0,47	2,01	2,07	41,17	15,29	44,88
89	1,87	7,98	8,20	163,37	60,68	178,08
49	2,45	10,45	10,73	213,83	79,43	233,07
266	0,66	2,81	2,89	57,52	21,36	62,70
299	2,72	11,62	11,94	237,85	88,35	259,27
221	2,53	10,82	11,11	221,41	82,24	241,35
222	0,98	4,21	4,32	86,10	31,99	93,86
230	6,02	25,74	26,44	526,72	195,65	574,16
283	3,12	13,32	13,67	272,45	101,21	296,97
270	2,46	10,52	10,80	215,26	79,96	234,64
30	4,02	17,16	17,63	351,15	130,43	382,77

52	1,62	6,93	7,12	141,75	52,66	154,52
33	2,42	10,33	10,61	211,42	78,53	230,46
17	2,77	11,84	12,16	242,17	89,96	263,98
18	1,10	4,70	4,82	96,10	35,70	104,75
69	2,51	10,71	11,00	219,11	81,39	238,84
71	3,74	15,97	16,40	326,74	121,37	356,16
22	5,28	22,54	23,15	461,28	171,34	502,81
36	4,85	20,71	21,27	423,80	157,42	461,96
56	2,81	12,02	12,35	246,01	91,38	268,17
16	2,20	9,39	9,65	192,20	71,39	209,51
21	2,55	10,90	11,19	222,95	82,82	243,03
242	1,90	8,10	8,32	165,78	61,58	180,70
13	2,55	10,90	11,19	222,95	82,82	243,03
19	2,50	10,68	10,97	218,63	81,21	238,31
38	2,47	10,57	10,85	216,22	80,32	235,69
99	2,95	12,62	12,97	258,31	95,95	281,58
20	10,39	44,38	45,58	908,14	337,33	989,92
29	1,93	8,27	8,49	169,13	62,83	184,37
Сумма	148,89	637,08	654,25	13028,90	4837,29	14201,75