

**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 Октябрьская напряжением 110/35/6 кВ в Амурской области в связи с заменой оборудования

Исполнитель  
студент группы 842-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.С. Творилова

Руководитель  
профессор,  
доктор техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Твориловой Натальи Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Октябрьская напряжением 110/35/6 кВ в Амурской области в связи с заменой оборудования

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема подстанции, результаты контрольных замеров по подстанции

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1 Характеристика района размещения. 2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок. 3 Конструктивное исполнение и компоновка оборудования подстанции после реконструкции. 4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов. 5 Расчет токов короткого замыкания. 6 Выбор и проверка электрооборудования. 7 Заземление и молниезащита подстанции. 8 выбор релейной защиты и автоматики на подстанции. 9 Расчет показателей экономической эффективности реконструкции подстанции. 10 Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 28 таблиц

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор техн. наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 132 стр., 186 формул, 13 рисунков, 28 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ,

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция подстанции Октябрьская напряжением 110/35/6 кВ, расположенной в Зейском районе Амурской области. В рамках реконструкции были проанализированы исходные данные, спрогнозированы нагрузки потребителей, заменены трансформаторы, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано и проверено электрическое оборудования. А также рассчитаны уставки релейной защиты выбранного трансформатора.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района размещения реконструируемой подстанции Октябрьская	11
1.1 Географическая и климатическая характеристика район	11
1.2 Характеристика потребителей и перспектива развития района	12
1.3 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения подстанции	13
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	16
2.1 Расчет мощностей	16
2.2 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности на подстанции	19
3 Конструктивное исполнение и компоновка оборудования подстанции при реконструкции	21
4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	24
5 Расчет токов короткого замыкания	27
5.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	27
5.2 Расчет токов короткого замыкания	30
6 Выбор и проверка электрического оборудования	35
6.1 Выбор оборудования 110 кВ	35
6.1.1 Выбор и проверка выключателей	35
6.1.2 Выбор и проверка разъединителей	38
6.1.3 Приборы учета электроэнергии	39
6.1.4 Выбор трансформаторов тока	40
6.1.5 Выбор трансформаторов напряжения	45
6.1.6 Выбор и проверка ошиновки	47
6.2 Выбор оборудования 6 кВ	49

6.2.1	Выбор КРУ	49
6.2.2	Проверка выключателей	51
6.2.3	Приборы учета электроэнергии	53
6.2.4	Проверка трансформатора тока	54
6.2.5	Проверка трансформатора напряжения	56
6.2.6	Выбор жесткой ошиновки	56
6.3	Трансформаторы собственных нужд	61
6.4	Выбор ОПН	64
6.5	Выбор и проверка изоляторов	66
6.6	Выбор аккумуляторных батарей	69
6.7	Выбор высокочастотных заградителей	72
7	Заземление и молниезащита подстанции	74
7.1	Расчет заземляющего устройства	74
7.2	Расчет и проверка молниезащиты	79
7.3	Оценка надежности грозоупорности подстанции Октябрьская	84
8	Выбор релейной защиты и автоматики на подстанции	87
8.1	Релейная защита силового трансформатора	87
8.2	Выбор системы оперативного тока релейной защиты	88
8.3	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	89
8.4	Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты	
(ДЗТ-2)		91
8.5	Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	94
8.6	Максимальная токовая защита трансформатора	95
8.7	Защита силового трансформатора от перегрузки	98
8.8	Газовая защита трансформатора	99
8.9	Автоматика на подстанции Октябрьская	101
9	Расчет показателей экономической эффективности реконструкции подстанции Октябрьская	105
9.1	Расчет капиталовложений на реконструкцию подстанции Октябрьская	105

9.2	Расчет амортизационных отчислений	107
9.3	Расчет эксплуатационных затрат	114
9.4	Чистый дисконтированный доход	108
9.5	Срок окупаемости проекта	109
10	Безопасность и экологичность	113
10.1	Безопасность	113
10.2	Экологичность	116
10.3	Чрезвычайные ситуации	120
10.3.1	Требования пожарной безопасности к содержанию территории	122
10.3.2	Действия персонала при возникновении пожароопасной ситуации	122
10.3.3	Требования к содержанию оборудования и сооружений на территории энергообъекта	124
10.3.4	Первичные средства пожаротушения	126
	Заключение	127
	Библиографический список	129
	Приложение А	133

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;  
ВЛ – воздушная линия;  
ВН – высокое напряжение;  
ВЧЗ – высокочастотный заградитель;  
ГЗ – газовая защита;  
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;  
КЗ – короткое замыкание;  
КУ – компенсирующее устройство;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
ЛЭП – линия электропередач;  
МТЗ – максимальная токовая защита;  
НН – низкое напряжение;  
ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ПС – подстанция;  
РПН – регулирование под нагрузкой;  
РУ – распределительное устройство;  
СТ – силовой трансформатор;  
ТКЗ – токи короткого замыкания;  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТТ – трансформатор тока;  
ЭДС – электродвижущая сила;

## ВВЕДЕНИЕ

Как в Амурской области, так и в Единой энергосистеме России продолжается процесс модернизации электрических подстанций. Электроэнергетика во все времена являлась двигателем прогресса. Сегодня она также составляет прочную базу для развития других отраслей промышленности, поэтому к ней применяется требование опережающего развития. Это требование касается не только роста показателей мощности и пропускной способности электросетевого комплекса, но и проявляется в необходимости внедрения инновационных технологий. Сегодня многие процессы управления энергосистемами полностью автоматизированы и интеллектуализированы.

Основными тенденциями развития электрических подстанций являются: оснащение подстанционного оборудования микропроцессорными устройствами релейной защиты, которые позволяют осуществлять их компьютеризированную настройку и отслеживать рабочие процессы в удаленном режиме; активное использование средств системной, режимной и противоаварийной автоматики; внедрение технологий онлайн-мониторинга основного оборудования. Также реализуется комплекс мероприятий, направленных на обеспечение отрасли квалифицированными кадрами, совершенствование нормативно-правовой базы и технической документации.

В Амурской области активно идет строительство нескольких крупных промышленных объектов, строятся крупные социальные объекты и модернизируются уже существующие, а также создаются все условия для развитие государственно-частного партнерства, итогом которого становится расширение и модернизация городской и, что не мало важно, сельской инфраструктуры. Амурские электрические подстанции, в частности сельские, уже сегодня нуждаются в качественной модернизации, чтобы «идти в ногу» с экономическим развитием региона, а также нуждаются в пересмотре перспективной нагрузки на сеть.



Так, актуальным является обновления оборудования на подстанции Октябрьская, где установлены два трехобмоточных трансформатора общей мощностью 21,3 МВА на напряжение 110/35/6 кВ. Также, на данной подстанции отсутствует распределительное устройство 35 кВ, в следствии чего обмотки средних сторон трансформаторов не используются, что говорит о необходимости замены оборудования.

Целью данной работы являлась разработка наиболее выгодного варианта реконструкции подстанции Октябрьской, для достижения которой были выполнены следующие задачи:

1 анализ характеристики района размещения реконструируемой подстанции, а также всех потребителей и электроэнергетические системы, в состав которых входит рассматриваемая подстанция;

2 расчёт и прогнозирование электрических нагрузок со стороны потребителей для оценки целесообразность установки компенсирующих устройств на подстанции;

3 выбор количества и мощности силовых трансформаторов;

4 расчёт токов короткого замыкания на шинах высокого и низкого напряжения подстанции;

5 выбор основного электрическое оборудование подстанции, в том числе коммутационные и измерительные аппараты;

6 расчёт молниезащиты и заземляющего устройства подстанции, а также оценка надёжность данных устройств;

7 выбор современных устройств релейной защиты силовых трансформаторов и расчёт уставок защит;

8 оценка безопасности и экологичности реконструируемой подстанции с учетом выбранного оборудования, а также рассмотрение возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти, с целью их предотвращения;

9 оценка экономической эффективности и расчёт чистого дисконтированного дохода.

В данной выпускной квалификационной работе использовались следующее лицензионное программное обеспечение:

- Microsoft Office 2018;
- Microsoft Word 2018;
- Microsoft Visio 2018;
- Mathcad 15.0.

Расчётно-графическая работа представлена на 6 листах формата А1.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ «ОКТЯБРЬСКАЯ»

Характеристика района размещения включает в себя анализ географических и климатических условий района проектирования на соответствие условиям размещения подстанции и оборудования на ней, а также характеристику электрических сетей, включающих в себя реконструируемую подстанцию.

## **1.1 Географическая и климатическая характеристика района**

Подстанция «Октябрьская» напряжением 110/35/6 кВ расположена в Амурской области в Зейском районе не далеко от села Октябрьский.

Климат на территории Зейского района резко континентальный, что определяется наличием горных массивов.

Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха  $-40$ ,  $-46^{\circ}$  на ровных и возвышенных местах,  $-44$ ,  $-48^{\circ}$  на участках с пониженным рельефом. Заморозки прекращаются в конце мая, начале июня, продолжительность безморозного периода 90-115 дней, начало заморозков осенью приходится на первую-вторую декады сентября.

Территория района относится к районам вечной мерзлоты. На большей части территории - многолетнемерзлые грунты мощностью до 90 метров.

Годовое количество осадков - 584 - 560 мм.

Средняя скорость ветра - 1,6 м/.

Климатические условия района достаточно суровые.

Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом составляет 135-140 дней на юге и 150-170 дней на севере. Из-за малого количества снега и низких температурах наблюдается большое промерзание почвы - до 2,5 - 3 м.

В таблице 1 приведена краткая характеристика климатических условий района.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Климатические условия	Расчетные величины
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветровому давлению	II
Нормативное ветровое давление, Па	500
Годовое количество осадков, мм	575
Температура наиболее холодных суток, °С	- 46
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	- 52
Преобладающее направление ветра в зимний период	Северное
Температура наиболее теплых суток, °С	27
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Преобладающее направление ветра в летний период	Северное

## 1.2 Характеристика потребителей и перспектива развития района

Основными потребителя подстанции «Октябрьская» являются: село Октябрьский и поселок Широкий.

Согласно распоряжению губернатора Амурской области от 14 июля 2021 года N 131-р, об утверждении перечня потребителей электрической энергии, ограничение режима потребления которых может привести к экономическим, экологическим или социальным последствиям, в список таких потребителей включена посадочная площадка ФКП «Аэропорты Приамурья» (система диспетчерского управления) [15], расположенная в селе Октябрьский и питающаяся от подстанции Октябрьская.

На данный момент загруженность подстанции определяется только бытовой нагрузкой потребителей, подключенных к распределительному устройству 6 кВ.

В перспективе развитие на ближайшие 5 лет можно рассматривать увеличение нагрузки на подстанцию в связи с развитием лесной промышленности.

В Зейском районе лесная промышленность является основной и старейшей отраслью экономики, наряду с золотодобывающей. На территории района работают и развиваются несколько лесодобывающих и лесообрабатывающих предприятий.

Так же, перспективным потребителем электрической энергии от подстанции является ФКП «Аэропорты Приамурья». Ранее, президент РФ поручил решить вопросы повышения транспортной доступности и развития малой авиации, включая аэропорты Дальнего Востока. По инициативе главы государства в госпрограмму "Развитие транспортной системы" внесен раздел по опережающему развитию Дальнего Востока, который включает строительство и модернизацию аэропортов.

### **1.3 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения подстанции**

Подстанция «Октябрьская» входит в состав Западных электрических сетей, которые обслуживаются и принадлежат АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»).

Реконструируемая подстанция питается от ПС «Сиваки» одноцепной линией 110 кВ «Сиваки-Октябрьская», протяженностью 142,6 км. Сечение провода АС-70 [26].

Электрическая схема сети, карта-схема и климатическая характеристика района вынесены на лист 1.

На рисунке 1 показана электрическая схема сети, включающая ПС Октябрьскую.

На рисунке 2 показана карта-схема Амурской области на период 2021-2025 г.

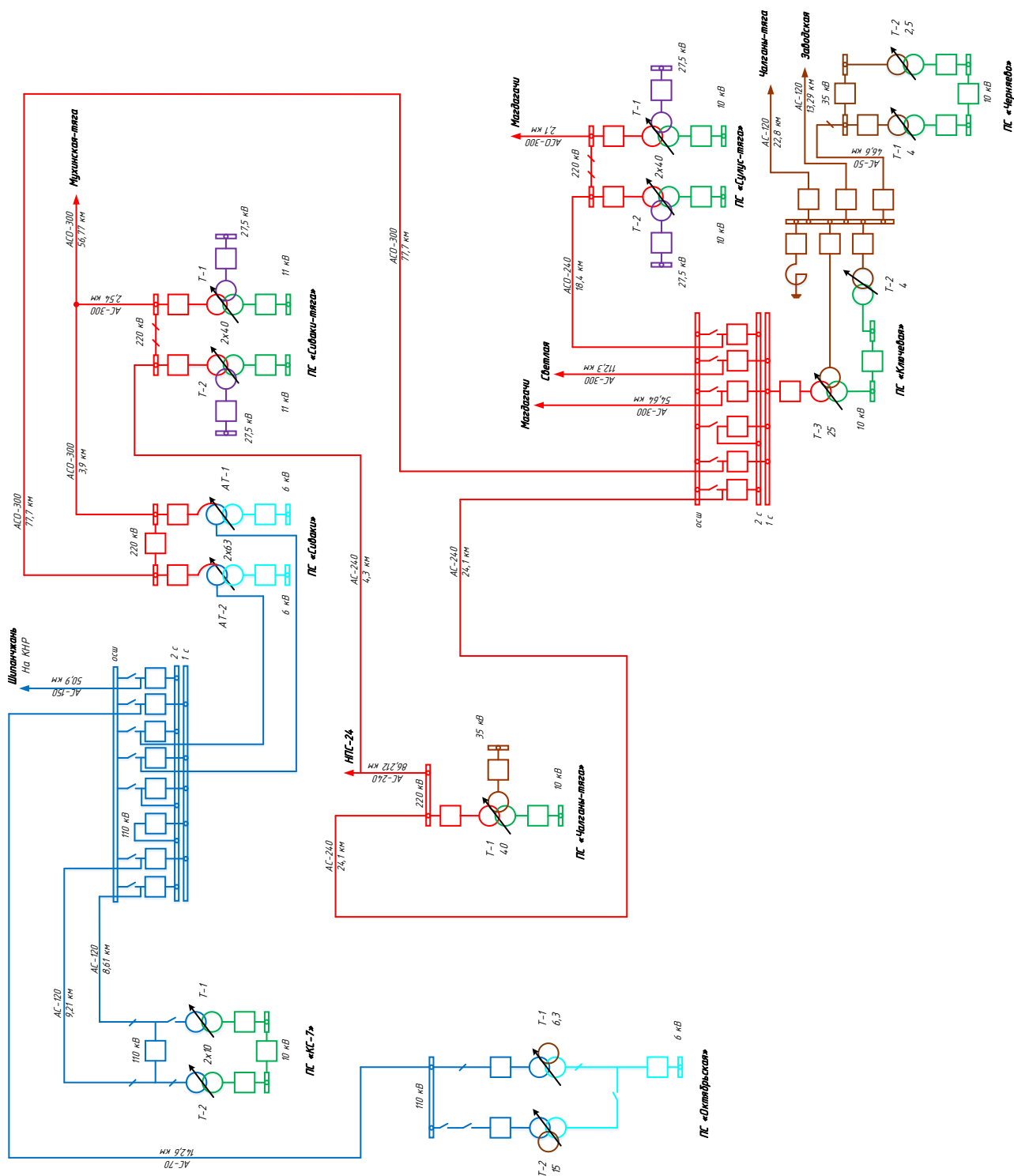


Рисунок 1 – Электрическая схема сети, включающая ПС «Октябрьскую»

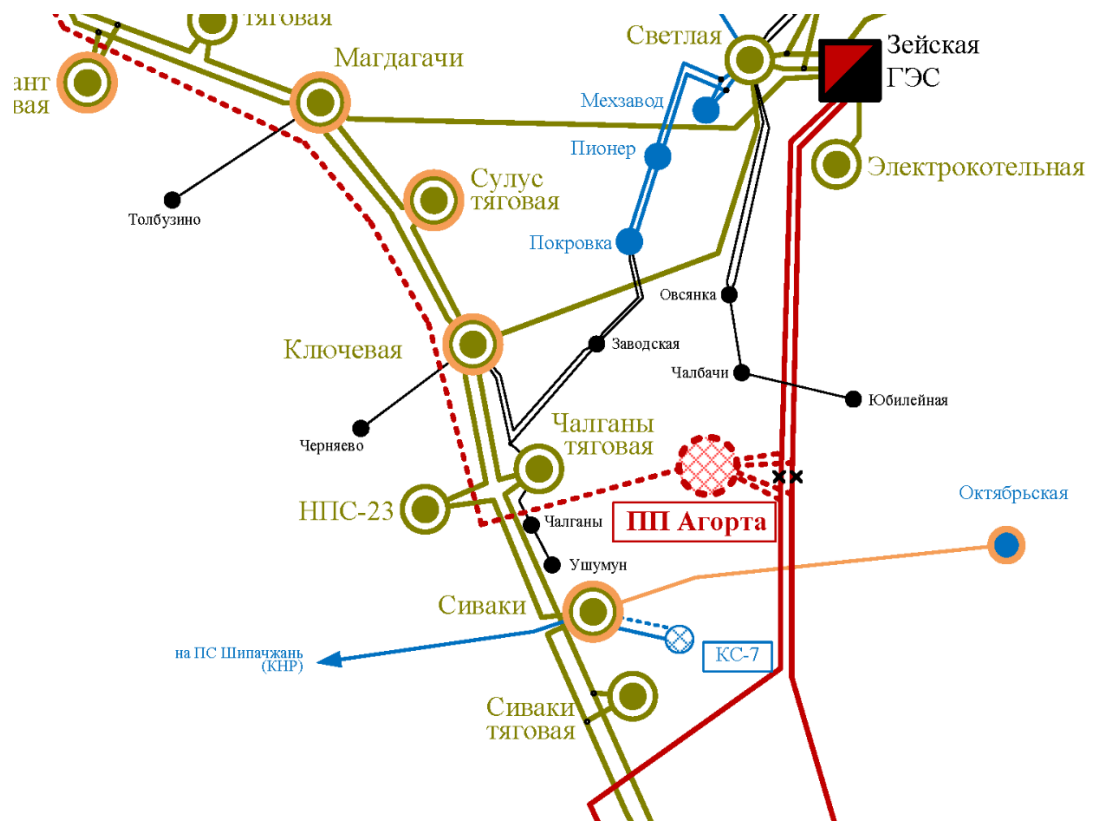


Рисунок 2 – Карта-схема Амурской области на период 2021-2025 г.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Питание подстанции Октябрьская 110/35/6 кВ выполняется по ВЛ 110 кВ Сиваки-Октябрьская от подстанции Сиваки.

В таблице 2 представлены данные с контрольного замера от 15.12.2021 г. на подстанции «Октябрьская».

Таблица 2 – Данные с контрольного замера от 15.12.2021 г.

Наименование ПС и присоединения	Время							
	00-00		03-00		10-00		21-00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Октябрьская, 6 кВ	0,78	0,225	0,941	0,235	0,876	0,233	0,681	0,184

### 2.1 Расчет вероятностных характеристик

В данном разделе будут рассчитываться значения средней, эффективной и максимальной активной и реактивной мощностей. Расчет данных характеристик является одним из необходимых, так как от значения этих величин будет зависеть последующий выбор оборудования [28].

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T_{\text{н}}} \sum P_i \cdot t_i; \quad (1)$$

где  $P_i$  – активная мощность в момент замера, МВт;

$t_i$  – время, в течение которого наблюдается  $i$ -тая мощность, ч;

$T_{\text{н}}$  – общее количество часов наблюдения.  $T_{\text{н}} = 24$  ч.

Эффективная (среднеквадратическая) активная мощность:



$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \sum P_i^2 \cdot t_i}; \quad (2)$$

Значение максимальной активной мощности примем равным максимальному значению по результатам контрольных замеров на подстанции. Примем к дальнейшему расчету:

$$P_{\text{max}} = 0,941 \text{ МВт}, Q_{\text{max}} = 0,835 \text{ Мвар}.$$

Рассчитаем значения средней и эффективной активной мощности:

$$P_{\text{ср}} = \frac{0,780 \cdot 3 + 0,941 \cdot 7 + 0,876 \cdot 11 + 0,681 \cdot 3}{24} = 0,859 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{0,780^2 \cdot 3 + 0,941^2 \cdot 7 + 0,876^2 \cdot 11 + 0,681^2 \cdot 3}{24}} = 0,863 \text{ МВт}.$$

Значения реактивных мощностей рассчитаем так же, как и значения активных мощностей:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T_{\text{н}}} \sum Q_i \cdot t_i; \quad (3)$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{0,225 \cdot 3 + 0,235 \cdot 7 + 0,214 \cdot 11 + 0,184 \cdot 3}{24} = 0,2177 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \sum Q_i^2 \cdot t_i}; \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{0,225^2 \cdot 3 + 0,235^2 \cdot 7 + 0,214^2 \cdot 11 + 0,184^2 \cdot 3}{24}} = 0,2183 \text{ Мвар}.$$

Для расчета минимальных активных и реактивных мощностей нужно знать значение коэффициента использования.

Коэффициент использования рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}}; \quad (5)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность электрической установки. Для нашего расчета номинальная мощность принимается равной номинальной мощности трансформатора, установленного на подстанции.

$$K_{\text{и}} = \frac{4,859}{21,3} = 0,23.$$

Значения минимальных активных и реактивных мощностей будут рассчитываться как:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{ср}} \cdot K_{\text{и}}; \tag{6}$$

$$P_{\text{min}} = 0,859 \cdot 0,23 = 0,198 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{min}} = Q_{\text{ср}} \cdot K_{\text{и}}; \tag{7}$$

$$Q_{\text{min}} = 0,2177 \cdot 0,23 = 0,05 \text{ Мвар}.$$

Сведем все полученные значения вероятностных характеристик в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета вероятностных характеристик

$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{max}}$ , Мвар	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$P_{\text{min}}$ , МВт	$Q_{\text{min}}$ , Мвар
0,941	0,835	0,859	0,2177	0,863	0,2183	0,198	0,05

В перспективе развитие на ближайшие 5 лет можно рассматривать увеличение нагрузки на подстанцию в связи с развитием лесной промышленности. В связи с этим примем следующую перспективную присоединяемую нагрузку: активную мощность 4 МВт, реактивную – 1,6 Мвар.

С учетом перспективной нагрузки сведем в таблицу 5 новые принимаемые значения вероятностных характеристик мощностей.

Таблица 5 – Перспективные значения вероятностных характеристик

$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$P_{cp}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{эф}$ , Мвар	$P_{min}$ , МВт	$Q_{min}$ , Мвар
4,941	2,435	4,859	1,8177	4,863	1,8183	1,18	0,42

## 2.2 Оценка целесообразности компенсации реактивной мощности на подстанции

Передача большой реактивной мощности по воздушным линиям электропередач неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия [23].

Выбор компенсирующих устройств произведем по следующему алгоритму:

- 1) рассчитываем реактивную мощность, требуемую для передачи:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (8)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой. Примем  $\operatorname{tg}\varphi=0,4$ .

$$Q_{\text{э}} = 4,941 \cdot 0,4 = 1,98 \text{ Мвар.}$$

- 2) определяется мощность КУ, которая требуется на подстанции:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}}; \quad (9)$$

$$Q_{\text{ку}} = 1,835 - 1,98 = -0,145 \text{ Мвар.}$$

Так как требуемая мощность компенсирующего устройства оказалась величиной отрицательной, то можно сделать вывод, что установка устройств компенсации реактивной мощности на ПС Октябрьская не требуется.

### 3 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для того, чтобы определиться со схемой распределительного устройства 110 кВ реконструируемой подстанции, необходимо учесть какой является подстанция по способу присоединения к питающим линиям, сколько линий приходит и отходит от распределительного устройства на рассматриваемом напряжении и т.д [9].

Подстанция Октябрьская является тупиковой. Питание реконструируемой подстанции происходит по одноцепной линии 110 кВ от РУ 110 кВ подстанции Сиваки.

На данный момент распределительное устройство напряжением 110 кВ выполнено по схеме одна несекционированная система сборных шин.

Основными достоинствами данной схемы являются простота и относительно небольшая стоимость выполнения РУ.

При реконструкции подстанции схема открытого распределительного устройства 110 кВ заменяется на систему сборных шин, секционированную разъединителем.

При анализе исходных данных можно обнаружить, в замене нуждаются силовые трансформаторы. На подстанции Октябрьская установлены два трехобмоточных трансформатора на напряжение 110/35/6 кВ разной мощности: Т1 – 6,3 МВА, Т2 – 15 МВА. Также, со стороны трансформатора Т2 установлен масляный выключатель на 110 кВ.

В связи с заменой силовых трансформаторов, изменятся и величины токов коротких замыканий, что является поводом для замены высоковольтных выключателей и разъединителей.

Помимо коммутационных аппаратов, замене также подлежат и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

На рисунке 3 показана схема выполнения ОРУ 110 кВ.

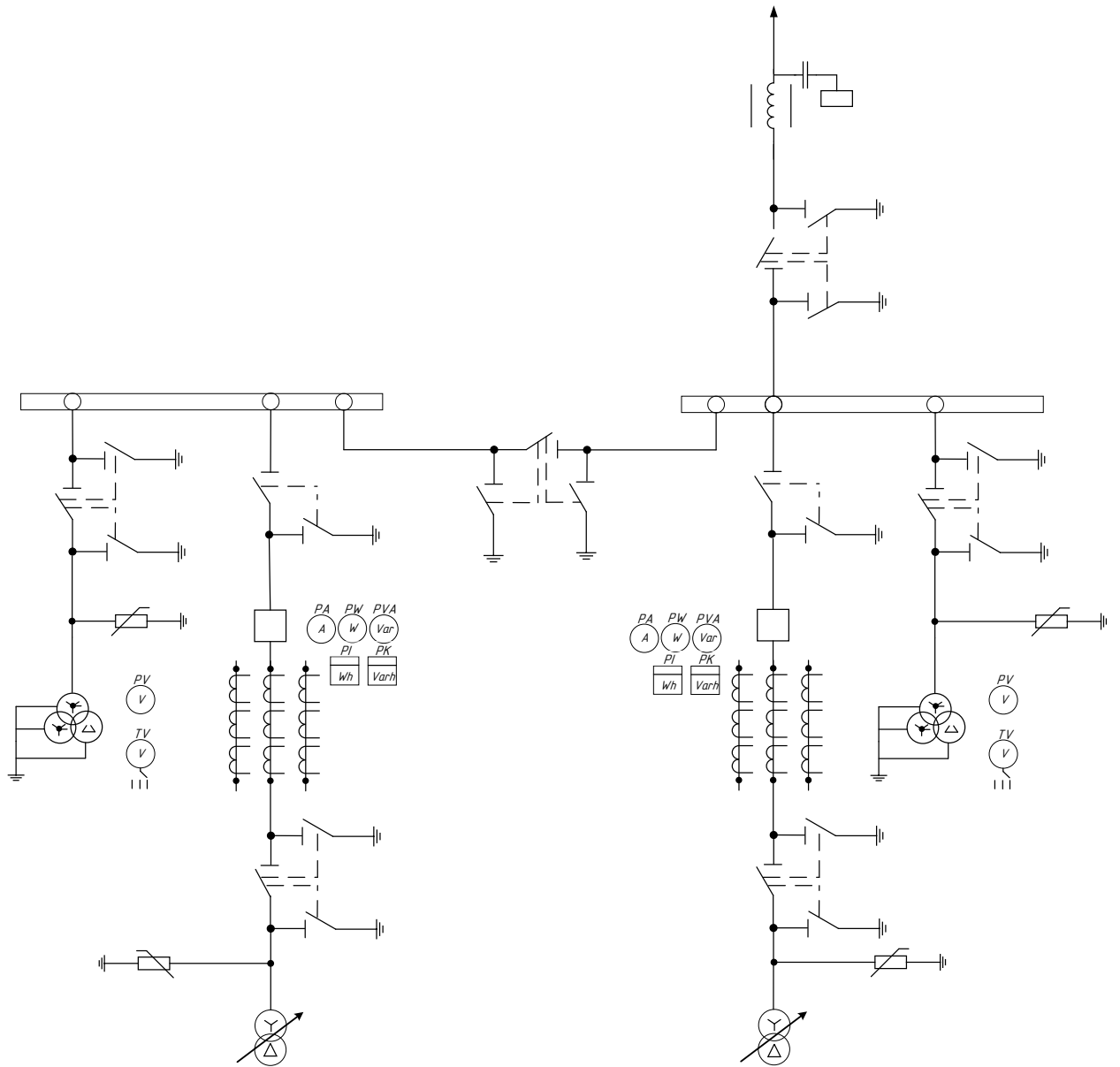


Рисунок 3 – Схема ОРУ и компоновка оборудования стороны 110 кВ подстанции Октябрьская после реконструкции

На стороне 6 кВ установлено комплектное распределительно устройство КРУ-6 кВ.

На подстанции Октябрьская в комплектном распределительном устройстве установлены следующие ячейки: вводные ячейки трансформаторов Т-1 и Т-2, ячейки отходящих линий Ф-3 и Ф-4, две ячейки трансформаторов собственных нужд, две ячейки трансформатора напряжения и ячейка секционного выключателя 6 кВ.

Схема подстанции Октябрьская с компоновкой оборудования на сторонах 110 и 6 кВ вынесены на лист 2.

Компоновка КРУ показана на рисунке 4.

Номер ячейки СШ 6 кВ  КРУ-СВЭЛ-6	7		ТСП-100/6	ПК-6	
	Вводная ячейка Т2	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000	ТОЛ-СЭШ-10		
	6		Ячейка трансформатора напряжения	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000 ПК-6	НАМ-6
	5		Ячейка отходящей линии Ф-4	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000	ТОЛ-СЭШ-10
	4		Ячейка секционного выключателя		
	3		Ячейка трансформатора напряжения	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000 ПК-6	НАМ-6
	2		Ячейка отходящей линии Ф-3	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000	ТОЛ-СЭШ-10
	1		ТСП-100/6	ПК-6	
Наименование присоединения	Вводная ячейка Т1		ТСП-100/6	ПК-6	
Выключатель, предохранитель	ВВ-ТЕЛ-6-20/1000		ПК-6		
Измерительные ТН и ТТ	ТОЛ-СЭШ-10				

Рисунок 4 – Компоновка КРУ 6 кВ подстанции Октябрьская

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность выбираемых трансформаторов должна обеспечивать электроснабжение потребителей, при условии, что при выводе одного из трансформаторов в длительный ремонт, другой с учетом допустимой перегрузки возьмёт на себя нагрузку всех потребителей [11].

На подстанции Октябрьская установлены следующие трансформаторы:

T1 – ТМТН – 6300/110 – У1;

T2 – ТДТНГ – 15000/110 – У1.

На данный момент трансформатор T2 выведен из схемы, так как для его мощности в 15 МВА нагрузка составляет всего лишь 0,7 МВА. Работа трансформатора с такой маленькой нагрузкой экономически нецелесообразна.

Проведем расчет коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах с учетом нагрузки на перспективу. Общая трансформаторная мощность подстанции равна 21,3 МВА.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_H)^2}}{S_{Tном} \cdot N_T}; \quad (10)$$

где  $P_H, Q_H$  – активная и реактивная мощность нагрузки, МВА;

$S_{Tном}$  – номинальная мощность выбранного трансформатора, МВА;

$N_T$  – количество трансформаторов.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{з.п/а} = \frac{\sqrt{(P_H)^2 + (Q_H)^2}}{S_{Tном}}. \quad (11)$$

Таким образом:



$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{(4,859)^2 + (1,818)^2}}{21,3} = 0,24;$$

$$k_{з.п/а Т1} = \frac{\sqrt{(4,859)^2 + (1,818)^2}}{6,3} = 0,82;$$

$$k_{з.п/а Т2} = \frac{\sqrt{(4,859)^2 + (1,818)^2}}{15} = 0,35.$$

Рекомендованный коэффициенты загрузки трансформаторов для данной категории потребителей составляет 0,6 [13]/

Коэффициент загрузки установленных на подстанции трансформаторов в нормальном режиме равен 0,24.

Исходя из расчетов выше, можно сделать вывод, что оба трансформатора на подстанции Октябрьская подлежат замене.

Так как у трансформаторов на подстанции не используются обмотки среднего напряжения на 35 кВ и отсутствует распределительное устройство на данное напряжение, то имеющиеся трехобмоточные трансформаторы можно заменить на двухобмоточные трансформаторы напряжением 110/6 кВ.

Заменяем трехобмоточные трансформаторы на подстанции Октябрьская на два двухобмоточных трансформатора мощностью 4 МВА – ТМН-4000/110 УХЛ1.

Проверку выбранных трансформаторов будет вести с учетом перспективной нагрузки.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах по формулам (10) и (11):

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{(4,859)^2 + (1,818)^2}}{4 \cdot 2} = 0,65;$$

$$k_{з.п/а} = \frac{\sqrt{(4,859)^2 + (1,818)^2}}{4} = 1,29.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме не должны превышать значения 1,4 [13].

Выбранные трансформаторы подходят по условиям загрузки.

В таблице 5 представлены каталожные данные выбранных трансформаторов [27].

Таблица 5 – Каталожные данные двухобмоточного трансформатора

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток		Напряжения короткого замыкания ВН, %	Потери холостого хода, кВт	Потери короткого замыкания, кВт
		ВН	НН			
ТМН – 4000/11 0 У1	4000	110 (115)	6,6	10,5	5,0	35

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной главе будут рассчитываться токи трехфазного и двухфазного короткого замыкания на подстанции Октябрьская, а также величина ударного тока.

Расчёт токов короткого замыкания в данной работе необходим для:

- дальнейшего выбора электрооборудования на ПС;
- проектирования и выбора уставок релейной защиты силовых трансформаторов.

Для выбора электрооборудования достаточно приближенного значения тока трехфазного короткого замыкания и реже значение двухфазного тока КЗ, питающего место короткого замыкания.

### **5.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров**

Порядок вычисления токов при трехфазных коротких замыканиях будет производиться по следующему алгоритму [7]: для заданного в электрической схеме места короткого замыкания составляется схема замещения.

Путем последовательного преобразования и сворачивания данная схема сводится к одному эквивалентному элементу, который обладает эквивалентным сопротивлением. Данное сопротивление является результирующим для рассматриваемого места короткого замыкания.

Окончательным этапом является вычисление значения тока трехфазного и двухфазного короткого замыкания, а также вычисление значения ударного тока.

Схема замещения прямой последовательности заданной расчетной электрической схемы для расчета токов короткого замыкания на ПС Октябрьская представлена на рисунке 5.

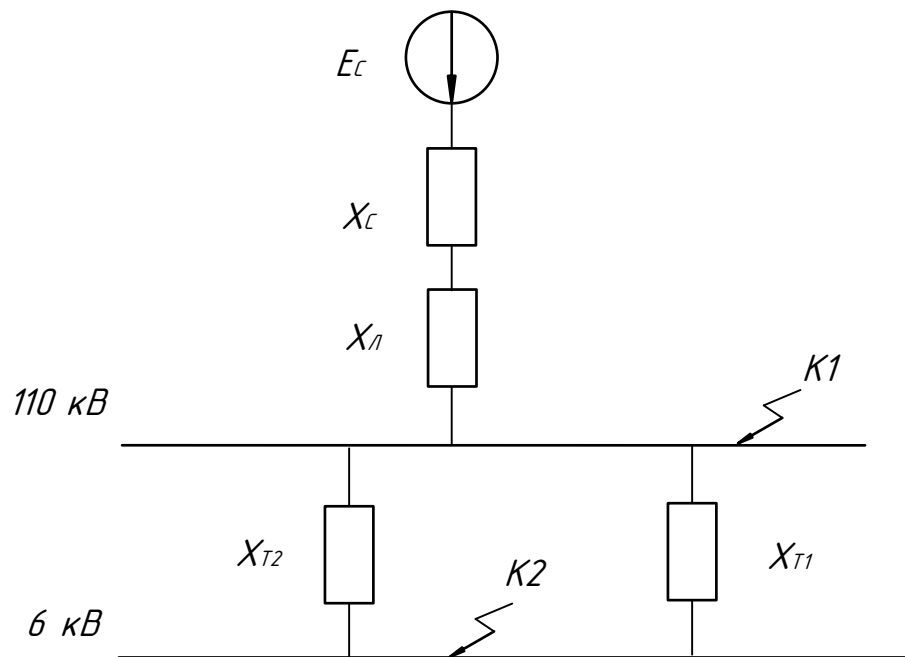


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

Расчет токов короткого замыкания будем вести в относительных единицах. Данный способ позволяет упростить расчетные выражения а также более наглядно показать результаты вычислений.

Задаемся следующими базисными величинами:

1. Базисная мощность:  $S_B = 10$  МВА;
2. Базисные напряжения:  $U_{B1} = 115$  кВ,  $U_{B2} = 6,6$  кВ;

Базисный ток рассчитывается по следующей формуле:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (13)$$

Рассчитаем ток для каждой ступени напряжения:

$$I_{B1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,0502 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,874 \text{ кА};$$

Определяем параметры схемы замещения в относительных единицах.

*Система:*

Сопротивление прямой (обратной) последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям, определяется как:

$$x_C = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K3}}. \quad (14)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания, МВА;

$I_{K3}$  – ток короткого замыкания, кА.

Ток короткого замыкания возьмем из исходных данных.  $I_{K3} = 2,135$  кА.

Сопротивление системы будет равно:

$$x_C = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,135} = 0,027 \text{ о.е.}$$

*Трансформатор:*

Сопротивления двухобмоточного трансформатора определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.ном}} \quad ; \quad (15)$$

где  $U_{K\%}$  – напряжение короткого замыкания обмотки трансформатора;

$U_{K\%} = 10,5 \%$ ;

$S_{T.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Рассчитаем сопротивления трансформатора:

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10}{4} = 0,262 \text{ о.е.};$$

*Линия электропередач:*

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле:

$$x_L = x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad ; \quad (16)$$

где  $x_{уд}$  – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  – длина линии, км.

$$x_L = 0,4 \cdot 142,6 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,043 \text{ о.е.}$$

## 5.2. Расчет токов короткого замыкания

Ток трехфазного короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{x_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_6; \quad (17)$$

где  $x_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное сопротивление, приведенное к точке КЗ, о.е.;

$E_c$  – ЭДС системы, о.е.;

$I_6$  – базисный ток, кА.

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (18)$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (19)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (20)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Произведем расчет токов короткого замыкания в точке К1.

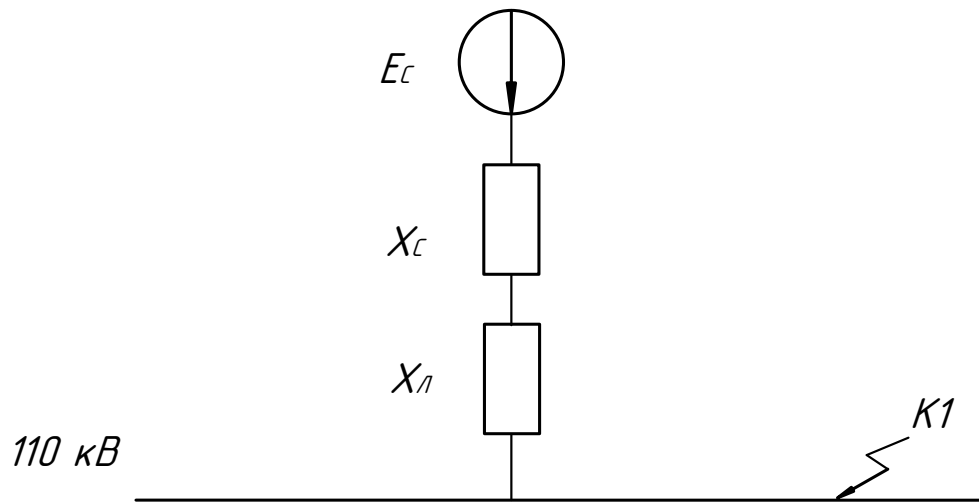


Рисунок 6 – Схема замещения для точки К1

Преобразуем схему и рассчитаем сопротивление для точки К1:

$$x_{\text{экв}} = x_c + x_l \quad (21)$$

$$x_{\text{экв}} = 0,027 + 0,043 = 0,07 \text{ о.е.}$$

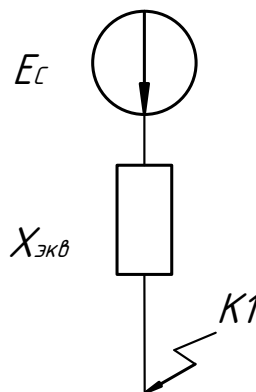


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения для точки К1

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1}{0,07} \cdot 0,0502 = 0,717 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,717 = 0,621 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент при  $T_a = 0,014$  будет равен:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 1,489.$$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,489 \cdot 0,621 = 1,308.$$

Произведем аналогичный расчет для точки К2.

На рисунке 8 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания в точке К2.

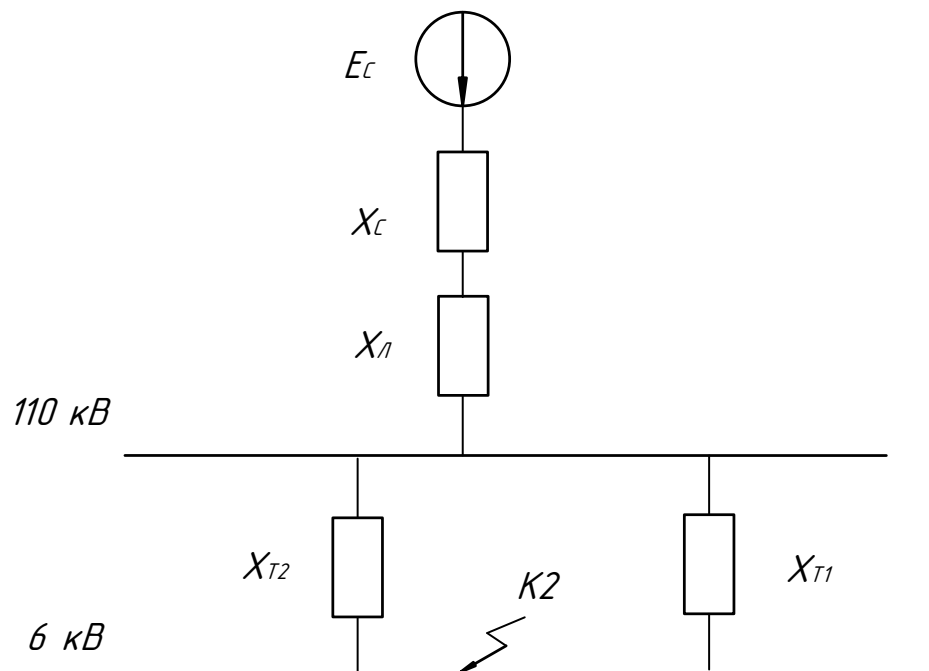


Рисунок 8 – Схема замещения для точки К2

Преобразуем схему:

$$x_1 = \frac{x_{T1} \cdot x_{T2}}{x_{T1} + x_{T2}}; \quad (22)$$

$$x_1 = \frac{0,262 \cdot 0,262}{0,262 + 0,262} = 0,131 \text{ о.е.}$$



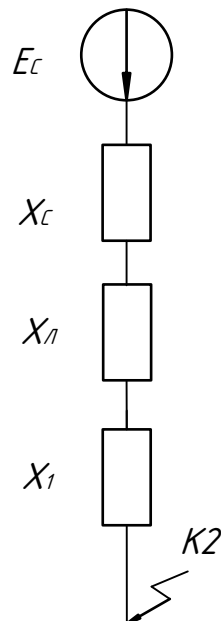


Рисунок 9 – Схема замещения

$$x_{\text{ЭКВ}} = x_c + x_l + x_1; \quad (23)$$

$$x_{\text{ЭКВ}} = 0,027 + 0,043 + 0,131 = 0,201 \text{ о.е.}$$

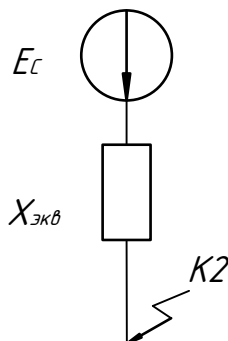


Рисунок 10 – Преобразованная схема замещения для точки К1

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = \frac{1}{0,201} \cdot 0,874 = 4,34 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{К2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,34 = 3,766 \text{ кА.}$$

Ударный ток для точки К2:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,489 \cdot 4,34 = 9,139 \text{ кА.}$$

Расчет и результаты расчета токов коротких замыкания на подстанции Октябрьская вынесены на лист 3.

Результаты расчета токов короткого замыкания на подстанции сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$ , кА	$I_K^{(2)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	0,717	0,621	1,308
К2	4,34	3,766	9,139

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор электрооборудования состоит в выборе его по условиям продолжительных режимов и проверке по условиям кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания .

Выбор электрически аппаратов и проводников производится на основе сформулированных для них расчетных условий. Под расчетными условиями понимают наиболее тяжелые и вероятные условия, под воздействием которых может оказаться аппарат в режиме работы [11].

Выбор и проверка большинства электрического оборудования строится на значениях напряжения и рабочего максимального тока. За рабочий максимальный ток будем принимать значения тока в послеаварийном режиме, то есть, когда один из трансформаторов будет отключен, а второй будет работать в режиме максимальной нагрузки.

Рабочий максимальный ток находится по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (24)$$

Выбор и проверка электрооборудования на подстанции Октябрьская вынесены на лист 3.

### 6.1 Выбор оборудования 110 кВ

#### 6.1.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Выключатель – один из самых сложных и ответственных аппаратов, в сильной степени влияющий на конструкцию распределительных устройств и на надежность работы подстанции и системы в целом.

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному допустимому номинальному току [30].

Проверяются выключатели по отключающей способности, динамической и термической стойкости к токам коротких замыканий.

К установке на стороне 110 кВ выбираем выключатель ВЭБ-УЭТМ-110. Элегазовый выключатель имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ.

Расшифровка привода:

- 1) П – привод;
- 2) Пр – пружинный;
- 3) К – с кулачковым заводом пружин;
- 4) 2000 – величина работы включения, Дж;
- 5) СМ – специальное исполнение.

Выключатели элегазовые баковые наружной установки серии ВЭБ-УЭТМ-110 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока.

Элегазовые выключатели имеют ряд преимуществ в сравнении с другими выключателями: возможность применения на любое напряжение; относительно небольшие габариты и масса конструкции; пожаробезопасность; взрывобезопасность.

Расшифровка названия выбранного выключателя:

- 1) В – выключатель;
- 2) Э – элегазовый;
- 3) Б – баковый;
- 4) 110 – номинальное напряжение, кВ.

При выборе по номинальному напряжению должно соблюдаться условие:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (25)$$

где  $U_{\text{раб}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение установки, кВ.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (26)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – рабочий максимальный ток, который находится по формуле (24), кА;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А.

Проверка выключателя по отключающей способности:

$$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл}}; \quad (27)$$

где  $I_{\text{откл}}$  – номинальный ток отключения аппарата, кА;

Проверка выключателя на термическую стойкость выполняется по условию:

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тс}} > B_{\text{к}}; \quad (28)$$

где  $t_{\text{тс}}$  – время протекания термической стойкости выключателя, 3 с;

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости выключателя, 40 кА.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (29)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с. Является суммой времени срабатывания релейной защиты и времени полного отключения выключателя.

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тс}} = 40^2 \times 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k = 0,754^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,014) = 1,461 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры выключателя ВЭБ-УЭТМ-110 и его проверка приведены в таблице №7.

Таблица 7 – Параметры выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,029 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 0,717 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} > I_{\text{нт}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,308 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 0,717 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,308 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,461 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_k$

Выбранный выключатель подходит всем заданным условиям.

### 6.1.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в сети на время ремонта, оперативных переключений и т.д.

Разъединители предназначены для отключения и включения электрических цепей высокого напряжения без тока или при небольшом токе, значительно меньшем рабочего тока цепи [18].

Выбор разъединителей выполняется по такому же алгоритму, как и выключателей.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}; \tag{30}$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}; \quad (31)$$

Проверка разъединителя на термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тс}} > B_{\text{к}}; \quad (32)$$

Отличие заключается лишь в то, что разъединители не проверяют на отключающую способность, так как разъединители предназначены для отключения и включения обесточенных участков электрических сетей.

На стороне 110 кВ примем к установке разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-СВЭЛ-110 УХЛ1. Разъединитель оснащен электродвигательным приводом ПД-14 УХЛ1.

Расшифровка привода:

- 1) П – привод;
- 2) Д – двигательный;
- 3) 14 – модификация.

Параметры разъединителя РГ-СВЭЛ-110 и его проверка приведены в таблице №8.

Таблица 8 – Параметры разъединителя РГ-СВЭЛ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,029 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} > I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 0,717 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,308 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,461 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

Выбранный разъединитель подходит по всем условиям.

### 6.1.3 Приборы учета электроэнергии

Порядок учета электрической энергии закреплен в профильных нормативно-правовых документах. Электроэнергия вырабатывается

генераторами электростанций и используется для их нужд, поставляется потребителям, передается в другие энергосистемы. Количество выработанной и потребленной электрической энергии замеряется, фиксируется и отображается специальными приборами для дальнейшего финансового расчета [8].

На стороне 110 кВ установлены следующие приборы учета:

1) Амперметр Э-350: стрелочный щитовой показывающий измерительный прибор. Предназначен для измерения силы тока в однофазных электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц. Амперметр имеет пределы диапазонов от 0–5 мА до 40 кА. Класс точности измерений Э350 составляет 1,5.

2) Ваттметр Д-350: прибор для измерения активной и реактивной мощностей. Класс точности составляет 1,5.

3) Счетчик активной и реактивной электроэнергии СЕ302-533;

4) Частотомер Н-3097: самопишущий цифровой прибор. Предназначен для измерения и непрерывной записи частоты в сети переменного тока. В приборе используется измерительный преобразователь частоты в постоянный ток. Имеется отметчик времени. Имеющийся класс точности: 0,5 и 0,2.

5) Регистрирующий вольтметр Н-3093: самопишущий щитовой. Предназначены для измерения и непрерывной записи величин тока и напряжения в сети однофазного переменного тока.

#### 6.1.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [18].

Трансформаторы тока могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.



В сетях 35 кВ и выше трансформаторы тока устанавливаются обязательно на трех фазах. На вводных ячейках они устанавливаются на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе.

Трансформаторы тока выбираются:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (33)$$

- по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (34)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- 2) по конструкции и классу точности;
- 3) по электродинамической стойкости;
- 4) по термической стойкости;
- 5) по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (35)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ,

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (36)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – вторичная номинальная нагрузка, ВА. При классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка равна 30 ВА,

$I_{2\text{ном}}^2$  – вторичный номинальный ток прибора, 5А.

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока по формуле (36) будет равна:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому для последующего выбора будет считать, что значение индуктивного сопротивления будет приближенно равно вторичной нагрузке:

$$Z_2 \approx r_2. \tag{37}$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  в свою очередь имеет следующие составляющие:

- 1) сопротивление приборов  $r_{\text{приб}}$ ;
- 2) сопротивление соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$ ;
- 3) переходное сопротивление контактов  $r_{\text{к}}$ .

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \tag{38}$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета. Можно учитывать, что  $Z_{\text{пр}} = r_{\text{пр}}$ .

Состав вторичной нагрузки приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	2,5	2,5	2,5

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Ваттметр	Д-350	2,5	-	2,5
Варметр	Д-350	2,5	-	2,5
Счетчики активной энергии	СЕ302-533	2,5	2,5	2,5
Счетчики реактивной энергии		2,5	2,5	2,5
Итого:		12,5	7,5	12,5

Для установки на стороне 110 кВ выберем трансформатор тока ТОГФ-110. Это элегазовый трансформатор тока с фарфоровой изоляцией.

Трансформаторы тока серии ТОГФ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частотой 50 Гц на номинальные напряжения 110 и 220 кВ.

Нагрузка трансформатора тока определяется как:

$$r_2 = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (39)$$

где  $\sum R_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на 110 кВ, Ом,

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов, 0,05 Ом,

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, Ом.

Сопротивление проводов можно найти из формулы (39):

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - \sum r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (40)$$

Суммарное сопротивление всех приборов, подключенных к стороне ВН, можно найти по следующей формуле:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}. \quad (41)$$

где  $\sum S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами учета, ВА,

$I_{2\text{ном}}^2$  – номинальный вторичный ток, А.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{12,5}{25} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Приближенное сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,5 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода будет определяться как:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (42)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, в нашем случае это алюминий;

$$\rho = 0,0286 \text{ Ом} \frac{\text{мм}^2}{\text{м}};$$

$l$  – длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения сети;  $l = 100$  м.

$$S = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,65} = 4,354 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к расчету кабель АКРНГ сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление провода будет определяться как:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (43)$$

где  $q$  – сечение провода, 6 мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,472 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки по формуле (39):

$$Z_2 = 0,5 + 0,472 + 0,05 = 1,022 \text{ Ом.}$$

Каталожные данные и проверка трансформатора тока ТОГФ-110 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,029 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} > I_{\text{раб.мах}}$
$Z_{\text{Н}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,072 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Н}} \geq Z_2$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,308 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,461 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

Выбранный трансформатор тока ТОГФ-110 подходит по всем заданным условиям.

Трансформатор тока ТОГФ-110 установим на выключатели трансформаторов 110 кВ и на выключатели отходящей линии Сиваки-Октябрьская 110 кВ.

#### 6.1.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/3 В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения питают обмотки напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [18].

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}; \tag{44}$$

- по классу точности;
- по конструкции и схеме соединения;
- по вторичной нагрузке.

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учёта на стороне 110 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице 11.

Таблица 11 – вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Кол-во катушек	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	4	1	8
Ваттметр	Д-335	3	2,5	1	7,5
Варметр	Д-335	3	2,5	1	7,5
Частотомер	Н-3097	2	5	2	20
Счетчики АЭ и РЭ	СЕ302-533	3	5	1	15
Регистрирующий вольтметр	Н-3093	2	10	2	40
Итого					98

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

Трансформаторы напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 предназначены для установки с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 имеет класс точности для измерений – 0,5, 3Р – для защиты.

В таблице 12 представлена проверка трансформатора напряжения.

Таблица 12 – каталожные и расчетные данные ТН НАМИ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$S_{\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\text{р}} = 98 \text{ ВА}$	$S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ-110 подходит по всем заданным условиям.

#### 6.1.6 Выбор и проверка ошиновки

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше, в большинстве случаев применяется гибкая ошиновка, которая выполнена из сталеалюминевых проводов марки АС или проводами трубчатого сечения.

Гибкие провода применяются так же для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода в пучке – сталеалюминевые, в основном применяются для механической нагрузки. Остальные – токопроводящие, алюминиевые.

Сечения проводов в пучке рекомендуется брать возможно большим, потому что это уменьшает число проводов в пучке и общую стоимость токопровода.

В данном варианте гибкая ошиновка используется только на стороне 110 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току при следующем условии [30]:

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (68)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, которая выполнена сталеалюминевыми проводами марки АС-70/11. Длительно допустимый ток для данного сечения составляет 265 А.

Произведем проверку на длительно допустимый ток:

$$265 \geq 0,21 \text{ А.}$$

Данное условие соблюдается, а это значит, что данный провод марки АС-70/11 подходит.

Проверяем сечение на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \leq q. \quad (69)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящие от материала провода. Для алюминия  $C=91$ .

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1,461}}{91} = 0,0134 \text{ мм}^2.$$

$$0,0134 \leq 70.$$

Данное сечение подходит по условию термической стойкости.

Проведем проверку ошиновки по условиям короны.

Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, провоцирует возникновение электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [24].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \text{ кВ/см}, \quad (70)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода. Равен 0,82 для многопроволочных проводов.

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по следующему выражению:



$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \text{ кВ}, \quad (71)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$  – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (72)$$

Для провода марки АС-70/11 критическая напряженность электрического поля по формуле будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,9}} \right) = 30,24 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по формуле (46) будет равна:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,9 \cdot \lg \frac{600}{1,9}} = 8,19 \text{ кВ.}$$

Проверим на соответствие условию (47):

$$1,07 \cdot 8,19 \leq 0,9 \cdot 30,24,$$

$$8,76 \leq 27,216 .$$

Коронный разряд возникать не будет, так как все условию соблюдаются.

Сечение АС-70/11 подходит в качестве ошиновки на ОРУ 110 кВ.

## 6.2 Выбор оборудования 6 кВ

### 6.2.1 Выбор КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью собранным и готовым к работе

оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для установки на сторону 6 кВ выбираем КРУ-СВЭЛ на напряжение 6(10) кВ. комплектное РУ представляет собой модульную металлоконструкцию, состоящую из четырех изолированных отсеков: выкатного элемента, кабельных присоединений, сборных шин и цепей вторичной коммутации.

Основные параметры, технические данные и характеристики КРУ приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Параметры и характеристики КРУ СВЭЛ-6

Параметры	КРУ-СВЭЛ-6
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5; 40
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 64; 81; 102
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5; 40
Трансформаторы тока	ТОЛ-10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-6(10)
Силовые выключатели	ВВ – TEL 6(10)
Заземлитель	ЗР-10

В комплектацию КРУ 6 кВ на подстанции Октябрьская будут включены следующие ячейки: ячейки отходящих линий Ф-3 и Ф-4, вводные ячейки трансформатора Т-1 и трансформатора Т-2, ячейка трансформатора напряжения.

В таблице 14 представлена проверка и выбор КРУ-СВЭЛ-6.

Таблица 14 – Выбор и проверка КРУ-СВЭЛ-6.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 6\text{кВ}$	$U_{\text{раб}} = 6\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,35\text{кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$i_{\text{дин}} = 51\text{кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,139\text{кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 2976\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 49,65\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

### 6.2.2 Проверка выключателей

Данный коммутационный аппарат является основным защитным элементом шкафа комплектного распределительного устройства 6 кВ. от него зависит бесперебойность работы, безопасность персонала, а также минимизация негативного воздействия на оборудование при аварийных ситуациях [9].

К установке на стороне 6 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВ – ТЕМ 6(10) – 20 кА/1000 А.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (73)$$

где  $U_{\text{раб}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение установки, кВ.

Выбор по номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (74)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – рабочий максимальный ток, который находится по формуле,  
кА.  $I_{\text{раб.мах}} = 0,35$  кА

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А.

Проверка выключателя по отключающей способности:

$$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл}}; \quad (75)$$

где  $I_{\text{откл}}$  – номинальный ток отключения аппарата, кА;

Проверка выключателя на термическую стойкость выполняется по условию:

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тс}} > B_{\text{к}}; \quad (76)$$

где  $t_{\text{тс}}$  – время протекания термической стойкости выключателя, 3 с;

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости выключателя, 20 кА.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (77)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с. Является суммой времени срабатывания релейной защиты и времени полного отключения выключателя.

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Вакуумные выключатели легко встраиваются в любую ячейку КРУ или КСО и не нуждаются в постоянном техническом обслуживании.

Каталожные данные выключателя ВВ – TEL 6 – 20 кА/1000 А и его проверка приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры выключателя ВВ – TEL 6 – 20 кА/1000 А

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 6$ кВ	$U_{\text{раб}} = 6$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,35 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 4,34 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} > I_{\text{нт}}$
$i_{\text{вкл}} = 42 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,139 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 4,34 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 42 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,139 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 49,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

Проверка выключателя на термическую стойкость по формулам (76) и (77):

$$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тс}} = 20^2 \times 3 = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} = 4,396^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,014) = 49,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель подходит всем заданным условиям.

### 6.2.3 Приборы учета электроэнергии

На стороне 6 кВ установлены такие же приборы учета электрической энергии, что и на стороне 110 кВ.:

- 5) Амперметр Э-350;
- 6) Ваттметр Д-350;
- 7) Счетчик активной и реактивной электроэнергии СЕ302-533;
- 8) Частотомер Н-3097;
- 5) Регистрирующий вольтметр Н-3093.

### 6.2.4 Проверка трансформаторов тока

На стороне НН выбираем трансформатор тока согласно комплектации КРУ, а именно трансформатор тока измерительный ТОЛ-СЭЩ-10.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \tag{78}$$

- по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (79)$$

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (80)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (81)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому для последующего выбора будет считать, что значение индуктивного сопротивления будет приближенно равно вторичной нагрузке:

$$Z_2 \approx r_2. \quad (82)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  в свою очередь имеет следующие составляющие:

- сопротивление приборов  $r_{\text{приб}}$ ;
- сопротивление соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$ ;
- переходное сопротивление контактов  $r_{\text{к}}$ .

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (83)$$

Трансформаторы тока на стороне 6 кВ подключаются к двум фазам: фазе А и фазе С. Состав вторичной нагрузки приведем в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 6 кВ

Приборы	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	2,5	2,5	2,5
Счетчики АЭ	СЕ302-533	2,5		2,5
Счетчики РЭ		2,5		2,5
Итого:		7,5	2,5	7,5

Проверка трансформатора тока на стороне 6 кВ будет осуществляться аналогично проверке трансформатора тока на стороне 110 кВ.

Сравнение каталожных данных и расчетных для трансформатора тока на стороне 6 кВ представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка ТОЛ-СЭЦ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,35 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$Z_{\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,822 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}} \geq Z_2$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,139 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 49,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

### 6.2.5 Проверка трансформатора напряжения

Выберем трансформатор напряжения на стороне 6 кВ согласно комплектации КРУ: НАМИ-6.

Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице 18.

Таблица 18 – вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Кол-во катушек	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	4	1	8
Счетчики АЭ и РЭ	СЕ302-533	2	5	1	10
Регистрирующий вольтметр	Н-3093	2	10	2	40
Итого					58

К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИ-6.

Трансформаторы напряжения серии НАМИ-6 предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в сетях переменного тока.

Трансформатор напряжения НАМИ-6 имеет класс точности для измерений – 0,5, 3Р – для защиты.

В таблице 19 представлены каталожные данные и проверка трансформатора напряжения типа НАМИ-6.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения НАМИ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\text{р}} = 58 \text{ ВА}$	$S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

### 6.2.6 Выбор жесткой ошиновки



Как правило, ошиновка и сборные шины в закрытых распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ выполняют жесткими алюминиевыми шинами. Алюминиевые шины дешевле медных.

Однополюсные и двухполюсные шины применяются при токах до 3 кА.

Выбор шин на напряжение 6 кВ будет производиться по длительно допустимому току (по нагреву токопроводящих частей) [18].

При выборе шин по длительно допустимому току учитываются как нормальные режимы работы, так и послеаварийные, ремонтные и другие ненормальные режимы.

Рассчитаем ток нормального режима загрузки трансформатора:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{0,6 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (84)$$

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{0,6 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 349,9 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток аварийного режима. Предположим, что из двух трансформаторов один отключен, тогда:

$$I_{\text{раб.авар}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (85)$$

$$I_{\text{раб.авар}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 489,9 \text{ А.}$$

По таблице из ПУЭ [13] определяем по аварийному току сечение однополюсных алюминиевых шин. Примем для проверки сечение 40x5 мм. Длительно допустимый ток для данного сечения равен  $I_{\text{д/доп}} = 540 \text{ А}$ .

Определим длительно допустимый ток для прямоугольного сечения 40x5 с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{д/доп}}; \quad (86)$$

где  $k_1$  – поправочный коэффициент, учитывающий расположение шин. Будем считать, что шины на 6 кВ расположены горизонтально, тогда  $k_1 = 0,92$ .

$k_2$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды. Будем считать, что среднемесячная температура наиболее жаркого месяца равна  $+25$  °С. Тогда  $k_2 = 1$ .

Рассчитаем длительно допустимый ток для прямоугольного сечения 40x5 с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1 \cdot 540 = 496,8 \text{ А.}$$

При выборе жестких шин по длительно допустимому току должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб.авар}}; \quad (87)$$

Проверим сечение 40x5 мм на соответствие условию (87):

$$496,8 > 489,8.$$

Условие соблюдается, значит принимаем шины на 6кВ марки АО сечением 40x5 мм.

Произведем проверку выбранного сечения на термическую стойкость:

1) Рассчитаем значение теплового импульса, выделяемого при коротком замыкании:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (88)$$

где  $I_{\text{по}}^2$  – значение трехфазного тока короткого замыкания на шинах 6 кВ в квадрате.  $I_{\text{по}} = 4,34$  кА;

$t_{\text{откл}}$  – полное время отключение короткого замыкания.  $t_{\text{откл}} = 0,34$  с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,04$  с.

$$B_k = 4,34^2 \cdot (0,34 + 0,04) = 7,158 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2) Рассчитаем минимальное сечение шин по термической стойкости короткого замыкания:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (89)$$

где  $C$  – функция, определяющаяся по материалу проводника. Для алюминиевых шин  $C = 91$ .

$$S_{min} = \frac{\sqrt{7,158 \cdot 10^6}}{91} = 29,4 \text{ мм}^2.$$

При проверке на термическую стойкость должно выполняться следующее условие:

$$S_{шин} \geq S_{min}; \quad (90)$$

Проверим на данное условие получившееся значение минимального сечения:

$$200 \geq 29,4.$$

Условие соблюдается. Это значит, что алюминиевые шины с сечением 40x5 мм термически устойчивые.

Произведем проверку выбранного сечения на электродинамическую стойкость:

1) определим момент инерции по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (91)$$

где  $b$  – толщина шины.  $b = 10$  мм;

$h$  – высота шины.  $h = 80$  мм.

$$J = \frac{0,01 \cdot 0,08^3}{12} = 42,7 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

2) Определим момент сопротивления по формуле

$$W = \frac{b \cdot h^2}{12}; \quad (92)$$

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,08^2}{12} = 10,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

3) Определим частоту собственных колебаний алюминиевых шин по следующему выражению:

$$f_0 = \frac{1732}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}; \quad (93)$$

где  $l$  – длина пролета.  $l = 0,9$  м;

$S$  – поперечное сечение шины сечением 40x5 мм.  $S = 2 \text{ см}^4$ .

$$f_0 = \frac{1732}{0,9^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{2}} = 988 \text{ Гц}.$$

Частота собственных колебаний в нашем случае получилась больше 200, а это значит, что механический резонанс не возникает при механических колебаниях шинной конструкции. В дальнейшем расчёте колебательный процесс учитываться не будет [13].

4) Определим наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_\phi \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (94)$$

где  $k_\phi$  – коэффициент формы, учитывающий расстояние между фазами в проводе. В нашем случае  $k_\phi = 1$ ;

$i_{уд}$  – ударный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ.  $i_{уд} = 3,766 \text{ кА}$ ;

$a$  – расстояние между фазами провода.  $a = 0,27 \text{ м}$ .

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{3,766^2 \cdot 10^6}{0,27} = 2,456 \text{ Н.}$$

4) Рассчитаем максимальное напряжение в шинах при трехфазном коротком замыкании, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W}; \quad (95)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{2,456 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 10,7} = 0,19 \text{ МПа.}$$

Для алюминиевых шин марки АО допустимое напряжение равняется 82 МПа. Сравниваем полученное расчетное максимальное напряжение с допустимым:

$$82 \geq 0,19 \text{ МПа.}$$

Как видно из результата, условие электродинамической стойкости выполняется.

Выбранные алюминиевые шины марки АО сечением 40x5 мм удовлетворяют условиям электродинамической стойкости.

### **6.3 Выбор трансформатора собственных нужд**

Мощность трансформаторов собственных нужд на подстанции выбирается по нагрузкам собственных нужд.

До реконструкции в качестве трансформатора собственных нужд на подстанции Октябрьская был установлен один трансформатор ТМГ-400 – трехфазный масляный трансформатор, с естественной циркуляцией масла и воздуха, в герметичном исполнении.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится по нагрузкам подстанции потребителями собственных нужд. Сведем в таблицу 20 нагрузку потребителей собственных нужд подстанции.

Таблица 20 – нагрузка потребителе собственных нужд подстанции Октябрьская

Потребители	Требуемая мощность, кВт	Коэффициент нагрузки $\cos \varphi$	Нагрузка	
			активная, кВт	реактивная, кВар
Охлаждение двух трансформаторов ТМН-4000/110	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев КРУ 6 кВ	10	1	10	-
Отопление, освещение	30	1	30	-
Освещение распределительного устройства	5	1	5	-
Итого			89,4	27,5

Определим расчетную мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{тр}} = \frac{k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}}{n}; \quad (96)$$

где  $k_c$  – коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. Примем  $k_c = 0,8$ ;

$n$  – количество трансформаторов. Для подстанции Октябрьская количество трансформаторов будем принимать равное 2.

Найдем расчетную мощность трансформаторов:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,8 \sqrt{89,4^2 + 27,5^2}}{2} = 37,41 \text{ кВА.}$$

При выборе трансформатора собственных нужд будем учитывать, что нагрузка ТСН не должна превышать 50% [4]. Исходя из этого, мощность каждого трансформатора должна быть не менее 74,82 кВА.

Заменяем масляный трансформатор ТМГ-400 на два трехфазных трансформатора с литой изоляцией ТСЛ-100/6/04.

Сухие трансформаторы имеют много преимуществ по сравнению с трансформаторами масляными, а именно: экологичность и отсутствие угрозы утечки масла, и высокий уровень пожаробезопасности.

Трансформаторы ТСЛ имеют малые габариты. Установка таких трансформаторов обеспечивает минимальные эксплуатационные затраты за счёт отсутствия необходимости в периодической проверке масла и его замене.

В таблице 21 приведены характеристики трансформатора собственных нужд ТСЛ-100/6

Таблица 21 – характеристики трансформатора собственных нужд ТСЛ-100/6

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение ВН, кВ	Номинальное напряжение НН, кВ	Схема и группа соединения обмоток
ТСЛ	100	6	0,4	Д/Ун-11 (треугольник звезда)

Расчетная нагрузка трансформаторов 6/0,4 кВ складывается из мощностей многочисленных, но мелких электроприемников. Трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А не применяются, так как их применение приводит к значительному увеличению тока КЗ в сети 0,4 кВ.

Устанавливают также дополнительные трансформаторы для питания нагрузок, расположенных на открытых распределительных устройствах,

вентиляторов, системы охлаждения трансформаторов, освещения, компрессоров и т.д.

Основные секции распределительного устройства 0,4 кВ питаются от трансформаторов напряжением 6/0,4 кВ через автоматические выключатели.

#### 6.4 Выбор ОПН

Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений на подстанциях применяются ОПН.

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный.

Основными условиями для выбора ОПН являются [30]:

- 1) номинальное напряжение;
- 2) наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- 3) пропускная способность по току;
- 4) максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ОПН необходимо вычислить расчётную величину максимально допустимого напряжения.

Выберем предварительно следующие ограничители перенапряжения нелинейные:

- 1) на стороне ВН: ОПН-110/88-10/650(II);
- 2) на стороне НН: ОПН-6/7,2-10/650(II).

Расчетная величина допустимого напряжения определяется по выражению:

$$U_{\text{н.д.р}} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{\text{н.д.с}}}{\sqrt{3}}; \quad (97)$$

Для сетей напряжением 110 кВ:

$$U_{\text{н.д.р}}^{110} = (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 68,39; \text{ кВ.}$$

Для сетей напряжением 6 кВ:

$$U_{\text{н.д.р}}^6 = (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{6,6}{\sqrt{3}} = 3,92; \text{ кВ.}$$



Величина расчетного длительного допустимого напряжения на ограничителе находится должна соответствовать условию:

$$U \leq \frac{U_{н.д.р}}{K_B}, \text{ кВ}, \quad (98)$$

где  $K_B$  – коэффициент, который учитывает увеличение величины допустимого напряжения за счет снижения частоты воздействия на разрядник на основе условий теплового баланса.

Продолжительность повреждения составляет – 0,5 с. В соответствии с этим, коэффициент будет иметь значение 1,46.

Для сети 110 кВ:

$$U \leq \frac{68,39}{1,46} \text{ кВ};$$

$$U \leq 46,8 \text{ кВ}.$$

Для сети 6 кВ:

$$U \leq \frac{3,92}{1,46} \text{ кВ};$$

$$U \leq 2,68 \text{ кВ}.$$

Проверим ОПН по амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{\text{разр}}, \quad (99)$$

Коммутационный ток определяется по выражению:

$$I_k = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, \quad (100)$$

$$I_k = \frac{308 - 232}{325} 0,23 \text{ кА}.$$

Проверим ОПН по амплитуде коммутационного тока по формуле (100):

Для сети 110 кВ:

$$0,23 \leq 10.$$

Для сети 6 кВ:

$$0,23 \leq 10.$$

Проверим ограничитель перенапряжения по пропускной энергоемкости ограничителя:

$$W_{уд} \cdot U_{н.д.р.} \geq W_c; \quad (101)$$

где  $W_{уд}$  – удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ. Для ОПН 110 кВ:  $W_{уд} = 7,8$  кДж/кВ. Для ОПН 6 кВ:  $W_{уд} = 4,2$  кДж/кВ;

$W_c$  – пропускная энергоемкость ограничителя, кДж.

Для ОПН 110 кВ:

$$7,8 \cdot 68,39 \geq 416;$$

$$533,4 \geq 416.$$

Для ОПН 6 кВ:

$$4,2 \cdot 3,92 \geq 12;$$

$$16,5 \geq 2.$$

Ток короткого замыкания на рассматриваемых напряжениях должен быть меньше взрывобезопасного тока выбранного ограничителя.

Для сети 110 кВ:

$$40 \geq 0,717 \text{ кА}$$

Для сети 6 кВ:

$$40 \geq 4,34.$$

Выбранные ОПН подходят по всем условиям установки.

## 6.5 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы – электрическое устройство, предназначенное для крепление токоведущих частей распределительных устройств, а также, при помощи изоляторов поддерживают и изолируют токоведущие части электроустановок.

Изоляторы делятся на опорные, подвесные и проходные.

При реконструкции подстанции Октябрьская будем выбирать на стороне 110 кВ – опорные изоляторы, а на стороне 6 кВ – опорные и проходные изоляторы. В КРУ 6 кВ применяют малогабаритные опорные изоляторы [9].

Изоляторы выбираются и проверяются по следующим условиям:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке на изолятор.

Все изоляторы должны обладать необходимой электрической и механической прочностью.

Механическую прочность изолятора характеризуют величиной разрушающей механической нагрузки.

На стороне 110 кВ примем к установке полимерный опорный изолятор кремнийорганический ОСК 10-110-А-2 УХЛ1. Величина механической разрушающей силы, действующей на изгиб  $F_{\text{разр}}^{110} = 10000$  Н.

На стороне 6 кВ примем к установке опорный фарфоровый изолятор ИО-6-3,75 УЗ. Величина механической разрушающей силы, действующей на изгиб  $F_{\text{разр}}^6 = 3750$  Н.

Величина максимальной силы, действующей на изгиб, будет определяться по следующему выражению:

$$F_{\text{расч}} = 1,62 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot 2}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (102)$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м. Согласно ПУЭ, для напряжения 110 кВ междуфазное расстояние должно быть не менее 1 м, для напряжения 6 кВ – 0,22 м.

Рассчитаем максимальную силу, действующую на изгиб.

На стороне 110 кВ:

$$F_{\text{расч}}^{110} = 1,62 \cdot \frac{1308^2 \cdot 2}{1} \cdot 10^{-7} = 0,55 \text{ Н.}$$

На стороне 6 кВ:

$$F_{\text{расч}}^6 = 1,62 \cdot \frac{9139^2 \cdot 2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 123 \text{ Н};$$

Найдем допустимую нагрузку на изолятор. Расчетная нагрузка на изолятор в конструкции шин с несколькими пролетами определяется расчетной нагрузкой шин на пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, указанной в паспортных данных изоляторов [13]:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (103)$$

Определим допустимую нагрузку для каждой стороны напряжения:

- 110 кВ:

$$F_{\text{доп}}^{110} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

- 6 кВ:

$$F_{\text{доп}}^6 = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Условием проверки изолятора на допустимую нагрузку является следующее выражение:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}; \quad (104)$$

Проверим выбранные изоляторы по условию допустимой нагрузки по выражению (104):

- для стороны 110 кВ:

$$6000 \geq 0,55;$$

- для стороны 6 кВ:

$$2250 \geq 123.$$

Условие по допустимой нагрузке на изолятор выполняется для обеих сторон напряжения, значит, принимаем выбранные изоляторы.

Выберем для установки на стороне 6 кВ проходной изолятор типа ИП-6/400-3,15 УХЛ2. Величина механической разрушающей силы, действующей на изгиб  $F_{\text{разр}}^6 = 3750 \text{ Н}$ .

Проверяются проходные изоляторы на те же самые условия, что и опорные: по напряжению и допустимой нагрузке [30].

Величина максимальной силы, действующей на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot 2}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (105)$$

$$F_{\text{расч}}^6 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9139^2 \cdot 2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 65,76 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка определяется по формуле:

$$F_{\text{доп}}^6 = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

Условием проверки изолятора на допустимую нагрузку:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}; \quad (106)$$

$$2250 \geq 65,76.$$

Для проходного изолятора на стороне 6 кВ выполняется условие по допустимой нагрузке.

## 6.6 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания приводов выключателей, устройств защиты, сигнализации и телемеханики на подстанциях часто применяют постоянный оперативный ток источником которого является аккумуляторная батарея типа «СК». При выборе батареи ориентируются на аварийные режимы работы электроустановки.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели (генераторы). При нормальной работе подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении

нормального режима преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по:

- 1) Необходимой емкости;
- 2) Уровням напряжения в аварийном режиме;
- 3) Схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзарядки по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов определяется по следующей формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{п/з}}; \quad (107)$$

где  $U_{ш}$  – напряжение на шинах, кВ;

$U_{п/з}$  – напряжение на элементе в режиме подзарядки.  $U_{п/з} = 2,15$  кВ.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54 \text{ шт.}$$

Общее число элементов будет находиться как:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{доп}}; \quad (108)$$

где  $U_{доп}$  – допустимое значение напряжения в режиме разрядки.  $U_{доп} = 1,75$  кВ.

$$n = \frac{115}{1,75} = 66 \text{ шт.}$$

Таким образом, количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (109)$$

$$n_{\text{доб}} = 66 - 54 = 12 \text{ шт.}$$

Определим типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}; \quad (110)$$

где  $I_{\text{ав}}$  – допустимая нагрузка аварийного режима.

$j$  – нагрузка установившегося получасового разряда;

$$N = 1,05 \cdot \frac{150}{25} = 6,3.$$

Полученный номер округляем до большего целого номера и получаем  $N=7$ .

Рассмотрим вариант с батареей СК-9.

Проведем проверку по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (111)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий перегрузку;

$I_{Tmax}$  – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.  $I_{Tmax} = 154,8 \text{ А}$

При полученном типовом номере 7:

$$46 \cdot 7 \geq I_{Tmax};$$

$$322 \geq 154,8.$$

Рассмотрим вариант аккумуляторной батареи с меньшим типовым номером:

$$N \geq \frac{154,8}{46}; \quad (112)$$

$$N \geq 3,36.$$

Выбираем батарею СК-4.

Далее рассмотрим выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{п/з}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{п}}; \quad (113)$$

$$I_{\text{п/з}} \geq 0,15 \cdot 4 + 20;$$

$$I_{\text{п/з}} \geq 20,6 \text{ A.}$$

$$U_{\text{п/з}} \geq 2,2 \cdot n_0; \quad (114)$$

$$U_{\text{п/з}} \geq 2,2 \cdot 54;$$

$$U_{\text{п/з}} \geq 118,8 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных устройств будут равны:

$$I_{\text{п/з доб}} = 0,05 \cdot 4 = 0,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{п/з доб}} = 2,75 \cdot 54 = 148,5 \text{ В};$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

### **6.7 Выбор высокочастотных заградителей**

ВЧ заградители предназначены для того, чтобы ослабить действие высоковольтного оборудования на ВЛ, которые используют для высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями [24].

Высокочастотные заградители являются фильтром для высоких частот. Устанавливаются в линейные провода ЛЭП.

ВЧ-заградители выбирают по следующим условиям:



$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}; \quad (115)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.расч}}; \quad (116)$$

$$i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (117)$$

$$I_{\text{тер.ном}}^2 \cdot t_{\text{терм.ном}} \geq B_{\text{к}}. \quad (118)$$

Для воздушной линии 110 кВ примем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,25 УХЛ1.

Технические характеристики высокочастотного заградителя типа ВЗ-400:

- номинальный длительный ток – 400 А;
- ударный ток короткого замыкания – 25,5 кА.

В таблице 22 приведена проверка ВЧ-заградителя на соответствие условиям.

Таблица 22 – Параметры высокочастотного заградителя ВЗ-400-0,25 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,021 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,308 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.скв}} > i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,461 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{откл}} > B_{\text{к}}$

Также, к установке на ЛЭП 110 кВ примем конденсатор связи СМПВ-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 УХЛ1, емкостью 6,4 нФ, и фильтр присоединения ФПЭ-110-6,4/36-600.

## 7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ОКТЯБРЬСКАЯ

### 7.1 Расчет заземляющего устройства

Заземление электрических установок – это преднамеренное соединение электроустановок с заземляющим устройством с целью обеспечения нормальной работы системы в выбранном режиме.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, расположенного в земле, и проводника, который соединяет электроустановку с заземляющим устройством.

Заземлитель состоит из одного или нескольких вертикальных и горизонтальных электродов [20]. Также, заземлители характеризуются сопротивлением, которое оказывает земля протекающему по заземлителю току.

Заземлители бывают естественные и искусственными.

Естественными заземлителями являются водопроводы и другие металлические трубы, проложенные в земле. Исключением являются трубы, содержащие горючие жидкости и газы.

Искусственные заземлители обычно выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб. Такие трубы забивают в землю с тем расчётом, чтобы верхний конец трубы был на 0,5-0,7 метров ниже уровня земли.

Забитые в грунт трубы соединены между собой стальными полосами, которые приварены к верхним концам труб и расположены на таком же расстоянии ниже поверхности земли: 0,5-0,7 метров.

Расчет контура сетки заземления подстанции будем вести с тем учетом, что контур будет выходит за пределы электрооборудования на 1,5 м. делается это для того, чтобы при прикосновении к оборудованию человек находился в пределах заземлителя [13].

Прежде чем рассчитывать заземляющее устройство, необходимо определить площадь заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (119)$$

где  $A$  и  $B$  – размеры подстанции, исходя из ее плана, м.

$$S = (58,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (38 + 2 \cdot 1,5) = 2518 \text{ м}^2.$$

Примем для расчета горизонтальные и вертикальные проводники в сетке с диаметром  $D = 10$  мм.

Проверим выбранный проводник на соответствие следующим условиям:

1) рассчитаем механическую прочность:

$$F_{\text{МП}} = \pi \cdot R^2; \quad (120)$$

$$F_{\text{МП}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2.$$

2) рассчитаем термическую стойкость:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)} \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}}; \quad (121)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время срабатывания релейной защиты.  $t_{\text{откл}} = 0,2$  с;

$\beta$  – коэффициент, зависящие от вида проводника. Для стали  $\beta = 21$ ;

$I_{\text{к}}^{(1)}$  – однофазный ток короткого замыкания на стороне ВН.

Рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}; \quad (122)$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 3 \cdot 4,42 = 13,26 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость будет равна:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{13260^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 64,7 \text{ мм}^2.$$

3) рассчитаем коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D + S_{\text{ср}}) ; \quad (123)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k ; \quad (124)$$

где  $T$  – время использования заземлителя, мес. Возьмем среднее время использования – 20 лет, тогда  $T = 240$  мес;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от состава грунта [29].

$$a_k = 0,0026, b_k = 0,00915, c_k = 0,0104, \alpha_k = 0,0224.$$

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = \\ = 0,7084 \text{ мм.}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,7084 \cdot (20 + 0,7084) = 50,92 \text{ мм}^2.$$

Найденные три сечения должны удовлетворять условию:

$$F_{\text{МП}} \geq F_{\text{ТС}} + F_{\text{кор}} ; \quad (125)$$

Таким образом:

$$314 \geq 64,7 + 50,92;$$

$$314 \geq 115,62.$$

Условие выполняется, значит выбранный проводник подходит.

Примем для дальнейшего расчета расстояние между полосами сетки  $l_{\text{П-П}} = 6$  м и определим общую длину горизонтальных полос:

$$L_{\text{Г}} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}}; \quad (126)$$

$$L_{\text{Г}} = (58,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(38+2 \cdot 1,5)}{6} + (38 + 2 \cdot 1,5) \frac{(58,4+2 \cdot 1,5)}{6} = 839 \text{ м.}$$

Определим число ячеек  $m$ :

$$m = \frac{L_{\text{Г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (127)$$

$$m = \frac{839}{2 \cdot \sqrt{2518}} - 1 = 8,4.$$

Принимаем  $m = 9$ .

Длина стороны ячейки будет равна:

$$\frac{\sqrt{2518}}{9} = 5,6 \text{ м.}$$

Длина горизонтальной полосы в расчетной модели:

$$L_{\text{г,расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (128)$$

$$L_{\text{г,расч}} = 2 \cdot \sqrt{2518} \cdot (9 + 1) = 1004 \text{ м.}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (129)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами.  $a = 20$  м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2518}}{20} = 10,03.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равное  $n = 10$ .

Определим стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R_S = \rho_{\text{э}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right); \quad (130)$$

где  $\rho_{\text{э}}$  – эквивалентное сопротивление грунта, определяемое по двухслойной модели, Ом · м;

$A$  – вспомогательный коэффициент, который зависит от соотношения  $\frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}}$ :

$$\frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2518}} = 0,05.$$

При соотношении 0,05 :  $A = 0,4$ .

Эквивалентное сопротивление грунта будет определяться по формуле:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}; \quad (131)$$

где  $h_{1\text{э}}$  – глубина заложения заземлителя, м.

$\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта соответственно, Ом · м.  $\rho_1 = 60$  Ом · м,  $\rho_2 = 30$  Ом · м.

$h_1, h_2$  – толщина верхнего (супеси) и нижнего (суглинка) соответственно слоев грунта, м.  $h_1 = 2$  м,  $h_2 = 3,8$  м.

Глубина заложения заземлителя рассчитывается как:

$$h_{1\text{э}} = l_{\text{в}} + h_{\text{з}}; \quad (132)$$

$$h_{1\text{э}} = 5 + 0,7 = 5,8 \text{ м.}$$

Таким образом, эквивалентное сопротивление грунта будет равно:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{5,8}{\frac{2}{60} + \frac{3,8}{30}} = 36,25 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{с}} = 36,25 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{2518}} + \frac{1}{839+20 \cdot 5} \right) = 0,33 \text{ Ом.}$$

Определяем импульсный коэффициент заземлителя, величина которого зависит от формы и размеров электрода, удельного сопротивления грунта, от амплитуды и крутизны фронта тока молнии [30]:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}}+320)(I_{\text{м}}+45)}}; \quad (133)$$

где  $I_{\text{м}}$  – амплитуда тока молнии, характерная для рассматриваемой территории. Так как территория, на которой расположена подстанция «Октябрьская» является не равнинной, то значение тока молнии  $I_{\text{м}} = 60$  кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2518}}{(36,25+320)(60+45)}} = 1,42.$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя сетки и сравним его с нормируемым ПУЭ значением:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{S} \leq 0,5; \quad (134)$$

$$R_{и} = 1,42 \cdot 0,33 = 0,47 \text{ Ом};$$

$$0,47 \leq 0,5.$$

Найденное значение подходит по условию.

Стеkanie с заземлителя в землю большого по величине импульсного тока молнии сопровождается возникновением у электродов заземлителя электрического поля высокой напряженности. Под действием данного поля промежутки между частицами земли пробиваются и вблизи электродов образуется зона искрения [30].

Учитывая это, при расчетах грозозащиты сопротивление одиночного заземлителя определяют из условия.

## **7.2 Расчет и проверка молниезащиты**

Молниезащита – это комплекс технических решений и специальных приспособлений для обеспечения безопасности электрооборудования.

Электроустановки, находящиеся на открытом воздухе, защищаются от прямых ударов молнии молниеотводами. Открытые распределительные устройства подстанций защищаются стержневыми молниеотводами.

Для защиты протяженных объектов: воздушных линий, шинных мостов и т.д., применяются тросовые молниеотводы.

Молниеотвод состоит из:

- 1) металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии;
- 2) токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Заземление молниеотводов подстанций в соответствии с ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем

присоединения молниеотводов к заземляющему контуру подстанции. Заземляющий контур подстанции включает в себя искусственный заземлитель в виде сетки.

Заземляющие устройства молниеотводов служат для отвода токов молнии в землю. Здесь действует следующее правило: чем меньше их сопротивление относительно земли, тем меньше потенциал в месте удара молнии.

Заземлители выполняют из уложенных в землю стальных электродов различных размеров и формы.

Защита ОРУ 35 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами [30].

Защита подстанции «Октябрьская» от ударов молнии будет осуществляться двумя отдельностоящими молниеотводами.

Молниеотводы характеризуются зонами защиты. Зона защиты одного стержневого молниеотвода представляет собой конус с сечением в горизонтальной плоскости в виде круга с радиусом  $r_x$  на высоте  $h_x$ .

Расчет молниезащиты представляют собой определение границ зоны защиты молниеотводов – пространство, которое защищает от прямых ударов молнии.

Зоны защиты молниеотводов имеют два вида по надежности [20]:

- зона А – надежность не менее 0,995;
- зона Б – надежность не менее 0,95.

Для того чтобы понимать, к какой зоне надежности молниезащиты относится территория подстанции «Октябрьская», проведем расчет числа ударов молнии в год в защищаемый объект.

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта определяется по следующей формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}; \quad (135)$$



где  $A$  и  $B$  – длина и ширина незащищенного объекта соответственно, м;

$h_x$  – наибольшая высота здания или сооружения на объекте, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  земли.

Для данной местности средняя годовая продолжительность гроз в часах находится в диапазоне 20-40 ч. Тогда среднегодовое число ударов молнии в молнии в  $1 \text{ км}^2$  земли  $n = 3$  [13].

Рассчитаем ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N = 0,06 \cdot 3 \cdot (58,4 + 10 \cdot 17) \cdot (38 + 10 \cdot 17) \cdot 10^{-6} = 0,58.$$

Так как полученное значение 0,58 меньше 1, то будем вести расчеты для типа зоны защиты Б.

Определим параметры защиты молниеотводов.

Высоту молниеприемника примем равной 27 м, что равняется стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала на напряжение 110 кВ.

Определим эффективную высоту молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \tag{136}$$

где  $h$  – высота молниеприемника, м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 27 = 23 \text{ м.}$$

Рассчитаем радиус защиты молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \tag{137}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 27) \cdot 27 = 28,24 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне первого защищаемого объекта: шинный портал высотой  $h_{x1} = 11$  м:

$$r_{x1} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{x1}}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (138)$$

$$r_{x1} = 28,24 \cdot \left(1 - \frac{11}{23}\right) = 14,71 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне второго защищаемого объекта: разъединитель высотой  $h_{x2} = 2,5$  м:

$$r_{x2} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{x2}}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (139)$$

$$r_{x2} = 28,24 \cdot \left(1 - \frac{2,5}{23}\right) = 25,13 \text{ м.}$$

Далее определяются параметры защиты попарно для молниеотводов. Рассчитаем параметры для молниеотводов 1-2.

Наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определим по следующему выражению:

$$h_{cx} = h_{\text{ЭФ}} - 0,14 \cdot (L - h); \quad (140)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами, м;

$$h_{cx} = 23 - 0,14 \cdot (28 - 27) = 22,86 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней защищаемой зоны на уровне первого защищаемого объекта определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}; \quad (141)$$

где  $r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта. Для зоны защиты Б  $r_{c0} = r_0$ .

$$r_{cx} = 28,24 \cdot \frac{22,86 - 17}{22,86} = 7,24 \text{ м.}$$

Сведем получившиеся значения при расчете молниезащиты на подстанции Октябрьская в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет параметров защиты молниеотводов на подстанции Октябрьская

Параметр	Значение
Эффективная высота молниеотвода, $h_{эф}, м$	23
Радиус защиты на уровне земли, $r_0$ . м	28,24
Радиус защиты молниеотвода на уровне первого защищаемого объекта: шинный портал высотой $h_{x1} = 11 м, r_{x1}. м$	14,71
Радиус защиты молниеотвода на уровне второго защищаемого объекта: разъединитель высотой $h_{x2} = 2,5 м, r_{x2} м,$	25,13
Расстояние между молниеотводами, L, м	28
Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами, $h_{cx}, м$	22,86
Половина ширины внутренней защищаемой зоны на уровне первого защищаемого объекта, $r_{cx}, м$	7,24

### 7.3 Оценка надежности грозоупорности подстанции Октябрьская

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотвод в год (для открытых РУ 35-110 кВ) [20].

Для характеристики надежности необходимо определить среднюю повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в открытые или закрытые РУ [16]. Средняя повторяемость измеряется в годах по следующему выражению:

$$T_{\text{ПУ}} = \frac{1}{N_{\text{ПУ}}}; \quad (142)$$

где  $N_{\text{ПУ}}$  – число случаев перекрытия изоляции в году.

Значения данной величины рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{ПУ}} = p_0 \cdot (a_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}})(b_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}})(\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}})10^{-6}; \quad (143)$$

где  $p_0$  – плотность разряда молнии на 1 км<sup>2</sup>;

$a_{\text{T}}, b_{\text{T}}$  – длина и ширина защищаемой территории, м;

$\eta_{\text{пр}}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы.  $\eta_{\text{пр}} = 0,9$ ;

$p_{\alpha}$  – вероятность грозового поражения ошиновки огу, минуя молниеотводы. Для класса напряжения до 750 кВ,  $p_{\alpha} = 0,005$ ;

$p_{\text{пр}}$  – доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ;

$\eta_{\text{оп}}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.  $\eta_{\text{оп}} = 0,9$ ;

$p_{\text{оп}}$  – вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов.

Рассчитаем все недостающие значения для расчета числа случаев перекрытия изоляции в году.

Плотность разряда молнии на  $1 \text{ км}^2$  будет равно:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{гроз.ч}}; \quad (144)$$

где  $N_{\text{гроз.ч}}$  – среднее число грозových часов. Для местности, где расположена подстанция «Октябрьская»  $N_{\text{гроз.ч}} = 30$ .

$$p_0 = 0,05 \cdot 30 = 1,5.$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды рассчитаем по следующему выражению:

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot h_c - \frac{2-h_c^2}{30}; \quad (145)$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot 17 - \frac{2-17^2}{30} = 65,73 \text{ м.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовой разряде в ошиновку ОРУ:

$$p_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}; \quad (146)$$

где  $I_{\text{кр}}$  – критический ток молнии, кА.

Критический ток молнии величина расчётная:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{ош}}}; \quad (147)$$

где  $U_{50\%}$  – разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности.

$$U_{50\%} = 567,289 \text{ кВ};$$

$Z_{\text{ош}}$  – волновое сопротивление ошиновки.  $Z_{\text{ош}} = 324,221 \text{ Ом}$ .

Определим критический ток молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 567,289}{324,221} = 3,499 \text{ кА.}$$

Определим долю опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 3,499} = 0,869.$$

Таким образом, рассчитаем число случаев перекрытия изоляции в году по формуле (91):

$$N_{ПУ} = 1,5 \cdot (58,4 + 2 \cdot 65,73)(38 + 2 \cdot 65,73)(0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,869 + 0,9 \cdot 0)10^{-6} = 1,89 \cdot 10^{-4}.$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений по выражению (116):

$$T_{ПУ} = \frac{1}{1,89 \cdot 10^{-4}} = 5291,01.$$

Значение  $T_{ПУ}$  для подстанций 110 кВ должен быть не ниже 700 лет [16].  
Рассчитанное значение подходит по данному условию.

## 8 ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ПОДСТАНЦИИ

### 8.1 Релейная защита силового трансформатора

Релейная защита силовых трансформаторов необходима для предотвращения повреждений трансформатора, увеличения срока службы трансформатора, за счёт предотвращения и предупреждений токовых перегрузок, перенапряжений и других ненормальных режимов работы оборудования.

Ненормальные режимы работы трансформаторов связаны с протеканием по обмоткам токов внешних коротких замыканий и токов перегрузки, обуславливающие ненормальный тепловой режим. К ненормальному режиму относится также и недопустимое понижение уровня масла в баках маслонаполненных трансформаторов [6].

Силовые трансформаторы должны быть защищены устройствами релейной защиты от всевозможных видов внутренних и внешних повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов [17]. А именно от:

1. многофазных замыканий обмоток и на выводах СТ;
2. однофазных замыканий на землю обмоток и на выводах в сетях с глухозаземленной нейтралью;
3. межвитковых замыканий;
4. появления токов в обмотках трансформатора, вызванных внешними короткими замыканиями;
5. токов, вызванных перегрузкой трансформатора;
6. понижения уровня масла в баке трансформатора ниже допустимого.

К основным видам релейной защиты силовых трансформаторов относят: газовую, продольно дифференциальную защиту, токовую отсечку, максимальную токовую отсечку.

Релейную защиту двухобмоточного трансформатора на подстанции «Октябрьская» будем рассчитывать на базе устройства микропроцессорной защиты «Сириус-Т», которое предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточных трансформаторов.

Устройство «Сириус-Т» является автоматическим и не требует участие персонала в процессе выполнения основных функций.

## **8.2 Выбор системы оперативного тока релейной защиты**

Источники оперативного тока выбирают с той целью, чтобы обеспечить питание оперативных цепей управления, автоматики, релейной защиты, сигнализации и т.д. Такие источники также используют для аварийного освещения на подстанции в случае нарушения нормальной работы подстанции: аварии, пожары и т.д.

К источникам оперативного тока предъявляются следующие условия:

- достаточная мощность, для обеспечения работы вторичных устройств при тяжелых авариях:

- стабильное напряжение.

Источники оперативного тока и их распределительные цепи должны обязательно резервироваться. Данное условие выполняет требование к повышенной надежности источников оперативного тока.

Системы оперативного тока выполняют при помощи специальных шкафов оперативного тока (ШОТ). Питание таких шкафов питается от двух независимых источников, а именно секции собственных нужд.

Выберем для установки на подстанции шкафа оперативного тока ШОТ-02-200-10-220-2-20-41 УХЛ4.

Расшифровка ШОТ:

- 1) ШОТ – шкаф оперативного тока;
- 2) 200 – емкость аккумуляторной батареи, 50 мАч;
- 3) 10 – срок службы АКБ, более 10 лет;
- 4) 220 – выходное напряжение постоянного тока, В;
- 5) 2 – количество секций отходящих фидеров;



- 6) 20 – номинальный ток зарядного устройства, А;
- 7) 41 – степень защиты корпуса.

Проверка шкафа оперативного тока по вторичному току производится по следующему условию:

$$I_2 \geq 5 + n \cdot I_{\text{пр}}; \quad (148)$$

где  $n$  – количество выключателей, питающихся от шкафа оперативного тока.  
 $n = 3$ .

$I_{\text{пр}}$  – ток привода выключателя.  $I_{\text{пр}} = 0,2$  А.

Проверим ШОТ:

$$I_2 \geq 5 + 3 \cdot 0,2;$$

$$20 \geq 5,6 \text{ А.}$$

### **8.3 Выбор общих параметров дифференциальной защиты**

Принцип работы дифференциальной защиты основан на сравнении величин токов в начале и в конце защищаемого участка, в нашем случае в начале и в конце обмоток силового трансформатора [17].

С обеих сторон трансформатора устанавливаются комплекты трансформаторов тока, вторичные обмотки которых будут включены в схеме последовательно. Параллельно к ним устанавливается реле тока.

Если характеристик трансформаторов тока будут одинаковы, то в нормальном режиме вторичные токи обмоток трансформаторов тока будут одинаковы, следовательно, защиты действовать не будет.

При коротком замыкании внутри трансформатора или в любой точке защищаемой зоны по обмотке токового реле будет протекать ток. Если величина протекаемого тока будут больше или равна значению тока срабатывания, то реле сработает и отключит поврежденный участок [17].

Для расчета уставок защит необходимо знать значение токов коротких замыканий при повреждении на стороне низкого напряжения. Токи КЗ НН приводят к стороне ВН:

$$I_{\text{к}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{K_{\text{T}}}; \quad (149)$$

где  $I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$K_{\text{T}}$  – коэффициент трансформации силового трансформатора.  $K_{\text{T}} = \frac{6}{110} = 0,055$ .

Таким образом, ток короткого замыкания НН, приведенный к стороне ВН, будет равен:

$$I_{\text{к}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{4,54}{0,055} = 82,55 \text{ кА.}$$

Общий расчет уставок для вторичных токов будет иметь следующий алгоритм:

- 1) Рассчитывается первичный ток на сторонах трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}; \quad (150)$$

- 2) Определяются вторичные токи в плечах защиты трансформатора:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (151)$$

где  $k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы. Для обмоток, соединенных в треугольник,  $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ , для обмоток, соединенных в звезду,  $k_{\text{сх}} = 1$ .

$K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, установленных на соответствующей стороне.

- 3) выбираются значения уставок.

Сведем в таблицу 24 расчет уставок для определения вторичных токов в плечах защиты трансформатора.

Таблица 24 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующей номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах трансформатора, А	$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 20,1$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 349,9$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{ТТ}}$	25/5	750/5
Схема соединения трансформаторов тока		Y	D
Вторичный ток в плечах защиты трансформатора, А	$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}$	$\frac{20,1 \cdot 1}{25/5} = 4,02$	$\frac{349,9 \cdot \sqrt{3}}{500/5} = 6,06$
Принятые значения уставок, А	$I_{\text{баз.ВН}}, I_{\text{баз.НН}},$	4,02	6,06

Рассчитанные базисные токи высокой и низкой сторон  $I_{\text{баз.ВН}}, I_{\text{баз.НН}}$  проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа устройства. Для  $I_{\text{ном}} = 5$  А допустимый диапазон: (1,01 – 10,00) А. Принятые значения уставок 4,02 и 6,06 попадают в указанный допустимый диапазон.

#### 8.4 Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

ДЗТ-2 – чувствительная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания.

Рассчитывается уставка дифференциальной отсечки, определяющая чувствительность данной ступени защиты, по следующей формуле:

$$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч*}}; \quad (152)$$

где  $I_{д1}/I_{баз}$  – минимальный дифференциальный ток срабатывания, отнесенный к базисному току.

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки. Примем  $K_{отс} = 1,2$ ;

$I_{нб\ расч*}$  – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

Относительный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб\ расч*} = K_{пер}K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}; \quad (153)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.  $K_{пер} = 2$ ;

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока.  $K_{одн} = 1$ ;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.  $\varepsilon = 0,05$ ;

$\Delta U_{рпн}$  – слагаемое, которое обусловлено наличием у трансформатора РПН.  $\Delta U_{рпн} = 0,16$ ;

$\Delta f_{доб}$  – слагаемое, которое обусловлено неточностью задания нормальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке. По данным фирмы изготовителя расчетное значение  $\Delta f_{доб} = 0,04$ .

Далее рассчитываем коэффициент торможение.

Данный коэффициент должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных тока.

$$K_{торм} = 100I_{диф}/I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб\ расч*}/K_{сн.т}; \quad (154)$$

где  $K_{сн.т}$  – коэффициент снижения тормозного тока. Определяется по следующему выражению:

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5I_{нб\ расч*}; \quad (155)$$

Сведем расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты трансформатора в таблицу 25.

Таблица 25 – расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному, А	$I_{\text{НБ РАСЧ*}} = K_{\text{ПЕР}} K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ РАСЧ*}}$	$1,2 \cdot 0,4 = 0,48$
Принятое значение базовой установки срабатывания	диапазон $(0,3 - 1,0) I_{\text{баз}}$	принимаем 0,50
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 I_{\text{НБ РАСЧ*}}$	$1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{\text{ТОРМ}} = 100 I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ РАСЧ*}} / K_{\text{сн.т}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,4 / 0,8 = 60\%$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	диапазон $(10 - 100)\%$	60%
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{\text{т2}}/I_{\text{НОМ}}$ диапазон $(1,0 - 2,0) I_{\text{НОМ}}$	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}$ диапазон $(0,06 - 0,20) I_{\text{НОМ}}$	0,15

## 8.5 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

При выборе уставки дифференциальной защите выбору подлежит:  $I_{д1}/I_{баз}$  – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Данная уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от тока при наличии БНТ;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ [17].

Для обеспечения выполнения первого условия, необходимо следующее:

$$I_{д1}/I_{баз} \geq 6; \quad (156)$$

Данная отсечка реагирует на первую гармонику дифференциального тока и на мгновенные значения этого же тока. Выполнение условия (156) обеспечивает недействие дифференциальной отсечки по мгновенному значению тока при БНТ [17].

Отстройка от тока небаланса при внешнем коротком замыкании будет рассчитываться по следующему выражению:

$$I_{д1}/I_{баз} \geq K_{отс}(K_{пер}K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{кз.внеш.макс*}; \quad (157)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.  $K_{пер} = 3$ ;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки.  $K_{одн} = 1,5$ .

Все остальные коэффициенты принимают такие же значения, как и в формуле (153).

Сведем расчет уставок дифференциальной отсечки в таблицу 26.

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах НН.

На практике, в подавляющем числе случаев чувствительность действия защиты обеспечивается, поэтому проверка является нецелесообразной.

Таблица 26 – расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, А	$I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}$	825 А
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатор, о.е.	$I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}^* = I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}/I_{\text{НОМ.ВН}}$	$\frac{825}{20,1} = 41,04$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ОТС}}(K_{\text{ПЕР}}K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}^*$	$1,5(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 41,04 = 28,7$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{НБ}}$ и $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	29
Принятое значение уставки	$I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ (4,0 – 30,0) $I_{\text{баз}}$	29

## 8.6 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита (МТЗ) защищает трансформатор от внешних коротких замыканий со стороны питания. МТЗ является, в основном, резервной защитой трансформаторов, но в случае с двухобмоточными, такая защита в некоторых случаях может выступать как основная защита.

При внешнем коротком замыкании, которое может быть вызвано повреждением на шинах трансформатора или неотключившимся повреждением на отходящем от шин присоединении, по трансформатору проходят токи КЗ, большие чем номинальный ток трансформатора, которые нагревают его обмотки сверх допустимого значения. Такой нагрев может привести к повреждению СТ [17]..

Принцип действия максимальной токовой защиты схож с действием токовой отсечки. Разница лишь в том, что токовая отсечка срабатывает мгновенно, а МТЗ срабатывает спустя определенный промежуток времени. Данный промежуток называется выдержкой времени.

Максимальная токовая защита срабатывает в аварийных ситуациях, когда ток пораженного участка нарастает до значения, которого достаточно, чтобы не происходило ложное срабатывание.

При расчёте уставок МТЗ учитывается как максимальный, так и минимальный режимы. За ток в максимальном режиме примем ток трехфазного короткого замыкания, в минимальном – ток двухфазного короткого замыкания.

При защите двухобмоточного трансформатора, МТЗ устанавливается только со стороны питания трансформатора. Делается это для того, чтобы включить в зону защиты сам трансформатор. МТЗ должна действовать на отключение выключателя со стороны низкого напряжения. токовые реле МТЗ устанавливаются на трансформаторы тока, которые установлены у выключателя со стороны питания. В нашем случае, это со стороны высокого напряжения – 110 кВ.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты будет определяться из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке  $I_{p.max}$ :

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max}; \quad (158)$$



где  $k_{\text{над}}$  – коэффициент надежности.  $k_{\text{над}} = 1,2$ ;

$k_{\text{сам.зап}}$  – коэффициент самозапуска. Принимаем  $k_{\text{сам.зап}} = 2$ ;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата устройства.  $k_{\text{в}} = 0,9$ ;

$I_{\text{р.мах}}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток рассчитывается по формуле (24):

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 20,99 = 55,97 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{втор.ср}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}{k_{\text{Т}}}; \quad (159)$$

где  $k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы для соединения обмоток на рассматриваемой стороне. Для стороны высокого напряжения  $k_{\text{сх}} = 1$ ;

$k_{\text{Т}}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока. Для стороны ВН  $k_{\text{Т}} = 25/5$ .

Рассчитаем значение вторичного тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{втор.ср}} = \frac{1 \cdot 55,97}{25/5} = 11,194 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности МТЗ при коротком замыкании в конце защищаемого участка по следующей формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ}}}; \quad (160)$$

где  $I_{\text{кз.мин}}$  – минимальный ток короткого замыкания. За минимальный ток короткого замыкания будем считать ток при двухфазном коротком замыкании за трансформатором.

Величина данного тока будет определяться по формуле:

$$I_{КЗ.min} = \frac{1,5 \cdot I_{КЗ}^3}{k_{ТТ}}, \quad (161)$$

$$I_{КЗ.min} = \frac{1,5 \cdot 717}{25/5} = 21,51 \text{ А.}$$

Таким образом, коэффициент чувствительности МТЗ будет равен:

$$k_{ч} = \frac{21,51}{11,194} = 1,9.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ при коротком замыкании должен быть не менее 1,5 при выполнении максимальной токовой защиты в качестве основной защиты и не менее 1,2 при выполнении в качестве резервирования.

### **8.7 Защита силового трансформатора от перегрузки**

Время действия релейной защиты от перегрузки определяется только нагревом изоляции обмоток. Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку на 5%.

Наиболее часто возникают кратковременные, самоликвидирующиеся перегрузки, которые для трансформатора не являются опасными. Отключение трансформатора при таких перегрузках не требуется.

Согласно правилам устройства электрооборудования защита от перегрузки устанавливается на силовых трансформаторах мощностью 0,4 МВА и выше [13].

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается с одной стороны.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определим по следующему условию:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном}; \quad (162)$$

где  $k_{в}$  – коэффициент возврата устройства.  $k_{в} = 0,9$ ;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки.  $k_B = 1,05$ .

Ток срабатывания релейной защиты от перегрузки выбирается из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора.

Рассчитаем ток срабатывания защиты для стороны 6 кВ:

$$I_{сз.п} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 349,9 = 408,22 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания:

$$I_{втор.ср} = \frac{\sqrt{3} \cdot 349,9}{750/5} = 4,04 \text{ А}$$

Релейная защита трансформатора от перегрузки должна действовать на отключение только в том случае, когда перегрузка трансформатора не может быть устранена персоналом или автоматикой.

На подстанциях без дежурного персонала релейная защита от перегрузок выполняется трехступенчатой.

## **8.8 Газовая защита трансформатора**

Газовую защиту относят к обязательной основной защите трансформатора. Такая защита наиболее универсальная при повреждениях внутри самого трансформатора.

Газовую защиту устанавливают обязательно на всех силовых трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах меньшей мощности: от 1000 до 4000 кВА при условии, что у таких трансформаторов отсутствует быстродействующая защита [13].

Принцип действия газовой защиты основывается на следующем химическом процессе: в трансформаторе при появлении внутренних повреждений происходит разложение паров масла. Такие пары выделяются в виде летучих соединений, которые поднимаются вверх бака трансформатора.

При значительных повреждениях происходит существенное движение газовых смесей, создающих повышенное давление в сторону расширителя трансформатора. Таким образом, образование газов в баке трансформатора является характерным признаком повреждений, а также является сигналом для работы и сигнализации газовой защиты.

Газовая защита функционирует на основе газового реле, которое устанавливается в маслопровод, который соединяет расширитель и бак трансформаторов таким образом, чтобы пары газов и потоки масла проходили через маслопровод. Также, в трубе устанавливается задвижка, которая автоматически выдвигается при срабатывании газовой защиты, тем самым препятствует попаданию масла в бак трансформатора. Делается это с той целью, чтобы в баке трансформатора не случился пожар [17].

На рисунке 11 показана установка газового реле на масляный трансформатор.

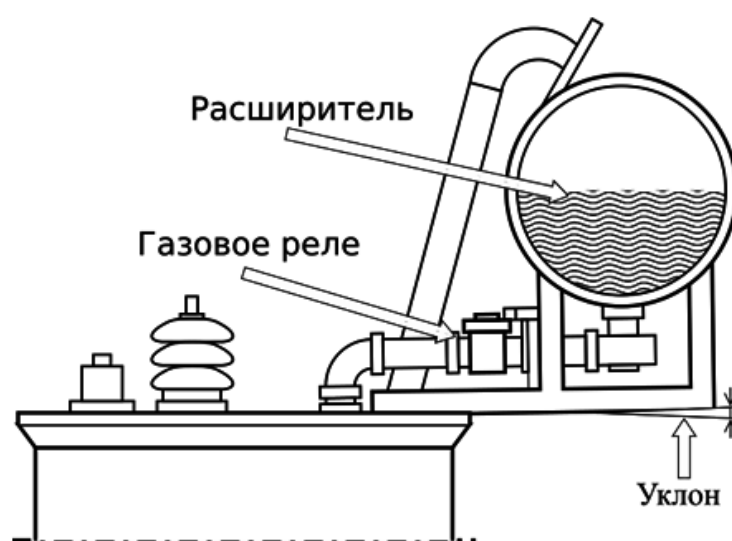


Рисунок 11 – Установка газового реле на масляный трансформатор

На трансформаторах, снабженных газовым реле, бак трансформатора должен устанавливаться под наклоном, чтобы край трансформатора и труба к расширителю имели подъем на 1,5-2%.

Таким образом, обеспечивается беспрепятственный проход газов в расширитель при повреждениях и предотвращается возможность скопления пузырьков воздуха под крышкой бака трансформатора. Скопления пузырьков воздуха может привести к ложному срабатыванию защиты.

Газовая защита имеет две ступени защиты [17].:

1) первая ступень газовой защиты срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле. Действует с выдержкой времени на сигнал.

2) Вторая ступень газовой защиты срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель. Вторая ступень действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Достоинства газовой защиты:

- высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака;
- сравнительно небольшое время срабатывания;
- простота выполнения;
- способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков.

Самым серьезным является то, что газовая защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями.

Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего отключающего элемента на сигнал.

Таким образом, можно сделать вывод, что газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

## **8.9 Автоматика на подстанции Октябрьская**

На подстанции Октябрьская предусмотрены следующие виды автоматических устройств:

1) Автоматический ввод резерва (АВР):

Устройства автоматического ввода резерва предусматриваются для восстановления питания потребителей. АВР автоматически присоединяет резервный источник питания при отключении рабочего источника питания, что приводит к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны также предусматриваться для автоматического включения резервного оборудования при отключении основного оборудования, что может привести к нарушению нормального технологического процесса работы станции или подстанции.

Устройства автоматического ввода резерва также рекомендуется устанавливать, если их применение способствует возможному упрощению релейной защиты, снижению токов коротких замыканий и удешевлению аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

2) Автоматическое повторное включение (АПВ).

АПВ предназначено для включения отключенных выключателей в следствие аварийных отключений линий электропередач.

По продолжительности действия все аварийные ситуации можно разделить на две группы:

- кратковременные;
- устойчивые.

Кратковременными называются аварийные ситуации, которые произошли из-за непродолжительных факторов. Как правило, такие факторы являются случайными: падение ветки, нахлест проводов друг на друга из-за ветра и т.д. Таким факторы обычно самоустраиваются и длятся несколько секунд.

При кратковременных ситуациях автоматическое повторное включение является успешным.

Устойчивые аварийные ситуации – ситуации, которые происходят под воздействием факторов, которые не могут самоустраниться без вмешательства ремонтного персонала – это обрыв провода, разрушение изоляции и т.д.

Автоматическое повторное включение относится к быстродействующей автоматике, поэтому срабатывает при всех нештатных ситуациях.

На линии электропередач 110 кВ, как правило, успешность автоматического повторного включения выше, чем на линиях 6-35 кВ. зависит это от времени работы релейной защиты. Опыт эксплуатации показывает, что в сетях 110 кВ релейная защита срабатывает быстрее.

Так как подстанция Октябрьская питается одноцепной линией 110 кВ, то, согласно ПУЭ, на одиночных линиях 110 кВ и выше с односторонним питанием, для которых допустим в случае неуспешного трехфазного АПВ (ТАПВ) переход на длительную работу двумя фазами, следует предусматривать ТАПВ двукратного действия на питающем конце линии. Перевод линии на работу двумя фазами может производиться персоналом на месте или при помощи телеуправления.

Также, на рассматриваемой подстанции, в зону АПВ питающей линии включена подстанция. Такой вариант широко применяют на тупиковых подстанциях, питающихся одной линией. Данный вариант является выгодным с точки зрения количества аппаратуры.

### 3) АЧР – автоматическая частотная разгрузка.

Автоматическая частотная разгрузка – это аппаратура, предназначенная для автоматического регулирования нагрузки в случае резкого падения частоты энергетической системы.

Разгрузка системы происходит путем отключения потребителей, в зависимости от их категории. Сначала отключаются от питания потребители 3 категории.

АЧР запускается при значении частоты в 49 Гц. Даже такое незначительно снижение частоты может привести к необратимым последствиям в энергосистеме.

Различают несколько видов автоматической частотной разгрузки:

1) АЧР-1: данный тип защиты производит отключение в течение 0,3-0,5 с, чтобы не произошло снижение частоты. Потребители отключаются последовательно. Срабатывание происходит в пределах от 48,5 до 46,5 Гц.

2) АЧР-2: срабатывание такого вида происходит в том же диапазоне частот, что и АЧР-1, но время выдержки такой защиты может быть от 5 до 90 с.

4) Сигнализация на подстанции.

К основным видам сигнализации на подстанциях относят:

1) сигнализация положения коммутационных аппаратов: включено/отключено.

2) Аварийная сигнализация.

3) Предупредительная сигнализация: срабатывает при отклонении режима работы электрооборудования: нагрев, повреждение и т.д.



## 9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ОКТЯБРЬСКАЯ

В данном разделе рассчитаем капиталовложения на реконструкции рассматриваемой подстанции Октябрьская, в состав которых входят вложения на покупку и монтаж электрооборудования, которое подлежит замене.

Произведем расчет амортизационных отчислений и эксплуатационных затрат, учитывающих потери электрической энергии на подстанции.

Чтобы определить фактические цены на строительство электрических сетей, необходимо использовать индекс изменения стоимости проектных работ на 2 квартал 2022 года.

Индекс изменения стоимости проектных работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года равен 4,91.

### **9.1 Расчет капиталовложений на реконструкцию подстанции Октябрьская**

В состав капиталовложений на реконструкцию подстанции входят затраты на оборудование, которое в процессе реконструкции было заменено.

В данной работе были установлены следующее новое электрооборудование:

- силовые трансформаторы 2х4 МВА;
- элегазовый выключатель на 110 кВ – 1 шт;
- разъединитель 110 кВ – 6 шт;
- трансформатор тока 110 кВ – 2 шт;
- трансформатор напряжения кВ – 1 шт;
- микропроцессорное устройство релейной защиты двухобмоточного трансформатора Сириус-Т – 2 шт.

Суммарные капиталовложения на реконструкцию подстанции вычисляются по следующему выражению [23]:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{пост}} + K_{\text{оборуд}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{тер}}; \quad (163)$$

где  $K_{\text{пост}}$  – постоянная часть затрат на обслуживание ПС.  $K_{\text{пост}} = 35720$  тыс.руб;

$K_{\text{оборуд}}$  – часть капиталовложений на замену и покупку оборудования при реконструкции подстанции, тыс.руб;

$K_{\text{инф}}$  – коэффициент инфляции,  $K_{\text{инф}} = 4,91$ ;

$K_{\text{тер}}$  – территориальный коэффициент, для Амурской области  $K_{\text{тер}} = 1,2$ .

Суммарные капиталовложения на замену и покупку необходимого электрооборудования при реконструкции подстанции Октябрьская будут рассчитываться по следующей формуле [23]:

$$K_{\text{оборуд}} = K_{\text{выкл}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ТТ}} + K_{\text{ТН}} + K_{\text{РЗ}} + K_{\text{Тр}} \quad (164)$$

где  $K_{\text{выкл}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж выключателей, тыс.руб;

$K_{\text{разъед}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж разъединителей, тыс.руб;

$K_{\text{ТТ}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж трансформаторов тока, тыс.руб;

$K_{\text{ТН}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж трансформаторов напряжения, тыс.руб;

$K_{\text{РЗ}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж устройств релейной защиты, тыс.руб;

$K_{\text{Тр}}$  – капиталовложения на покупку и монтаж трансформаторов, тыс.руб.

Часть затрат на трансформаторы включает в себя стоимость самого трансформатора и цены на монтаж/демонтаж.

При реконструкции на ПС «Октябрьской»; были выбраны два трансформатора ТМН-4000/110. Стоимость трансформатора и его монтаж составляет 5125 тыс.руб на один трансформатор.

Таким образом:

$$K_{\text{тр}} = 5125 \cdot 2 = 10250 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость одного элегазового выключателя 110 кВ равняется 5929,6 тыс.руб.

Стоимость одного разъединителя 110 кВ равняется 180 тыс.руб. Установка пяти разъединителей будет равняться:

$$K_{\text{разъед}} = 180 \cdot 5 = 900 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость одного трансформатора тока 110 кВ – 605,8 тыс.руб:

$$K_{\text{ТТ}} = 605,8 \cdot 2 = 1211,6 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость одного трансформатора напряжения 110 кВ – 295 тыс.руб.

Стоимость одного микропроцессорного устройства релейной защиты Сириус-Т – 104,7 тыс.руб. Устройства РЗ устанавливаем на каждый трансформатор.

Таким образом:

$$K_{\text{РЗ}} = 104,7 \cdot 2 = 209,4 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения на замену и покупку необходимого электрооборудования при реконструкции подстанции Октябрьская будут равны:

$$K_{\text{оборуд}} = 10250 + 5929,6 + 900 + 1211,6 + 295 + 209,4 = 18795,6 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, рассчитаем суммарные капиталовложения на реконструкцию подстанции:

$$K_{\text{ПС}} = (357,2 + 18795,6) \cdot 4,91 \cdot 1,2 = 112848,3 \text{ тыс.руб.}$$

## **9.2 Расчет амортизационных отчислений**

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период найдем по следующему выражению:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{пс}}}{T_{\text{сл}}}; \quad (165)$$

где  $T_{\text{сл}}$  – средний срок службы электрооборудования, 20 лет.

$$I_{\text{ам}} = \frac{112848,3}{20} = 5642,4 \text{ тыс.руб.}$$

### 9.3 Расчет эксплуатационных затрат

В эксплуатационных затратах учитываются всевозможные потери электрической энергии. На подстанции Октябрьская будет учитывать потери в силовых трансформаторах.

Издержки на эксплуатацию и ремонт будут определяться как:

$$I_{\text{эр}} = \alpha_{\text{ео}} \cdot K_{\text{пс}}; \quad (166)$$

где  $\alpha_{\text{ео}}$  – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию и ремонт оборудования.  $\alpha_{\text{ео}} = 0,059$ .

$$I_{\text{эр}} = 0,059 \cdot 112848,3 = 6658,05 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки потерь электроэнергии:

$$I_{\text{пэ}} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (167)$$

где  $C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии.  $C_{\Delta W} = 2,576 \text{ руб/кВт*ч}$ ;

$\Delta W$  – потери электрической энергии, кВт\*ч.

Потери электрической энергии учитываем только в трансформаторе. Они будут находиться по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot T + \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau; \quad (168)$$

где  $\Delta P_{\text{х}}$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$T$  – время работы подстанции. Примем расчетное время 1 год, тогда  $T = 8760 \text{ ч}$ ;

$\Delta P_k$  – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$\tau$  – время максимальных потерь.

Для трансформатора ТМН-4000/110:

$$\Delta P_x = 5 \text{ кВт}, \Delta P_k = 35 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем потери электроэнергии в двух трансформаторах на подстанции:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (5 \cdot 8760 + 35 \cdot 4886) = 429620 \text{ кВт*ч}.$$

Таким образом, издержки потерь электроэнергии будут равны:

$$I_{пэ} = 429620 \cdot 2,576 = 1106,701 \text{ руб.}$$

Определим годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_{ам} + I_{эр} + I_{пэ}; \quad (169)$$

$$I = 5642,4 + 6658,05 + 1106,701 = 13407,2 \text{ тыс.руб.}$$

#### 9.4 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций.

ЧДД – это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Данный показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций.

В методе расчета ЧДД расходы и доходы за разные временные промежутки приводятся к одному моменту времени. За такой момент времени можно принять дату начала реализации проекта.

Чистый дисконтированный доход характеризуется дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ . Величина чистого потока платежей определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:

$$\mathcal{E}_t = \Pi_{чt} + I_{амt} - K_t; \quad (170)$$

где  $\Pi_{чt}$  – величина чистой прибыли после вычета налогов. Вычисляется по формуле:

$$\Pi_{чt} = D_t - I_t - H_t; \quad (171)$$

где  $D_t$  – суммарный доход в год, включающий плату за электроэнергию;  
 $I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Суммарный доход в год рассчитывается по следующему выражению:

$$D_t = W_t \cdot \sum T_i \cdot d_i. \quad (172)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителям электроэнергия, МВт ч;  
 $T_i$  – одноставочный тариф для потребителя, руб/МВт ч;  
 $d_i$  – доля потребителя в годовом потреблении электроэнергии, о.е.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей будет определяться следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \varepsilon_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (173)$$

где  $E$  – норма дисконта, выражаемая в долях единицы или в процентах в один год.

Подробный расчет ЧДД представлен в приложении А.

На рисунке 12 представлен график жизненного цикла проекта.

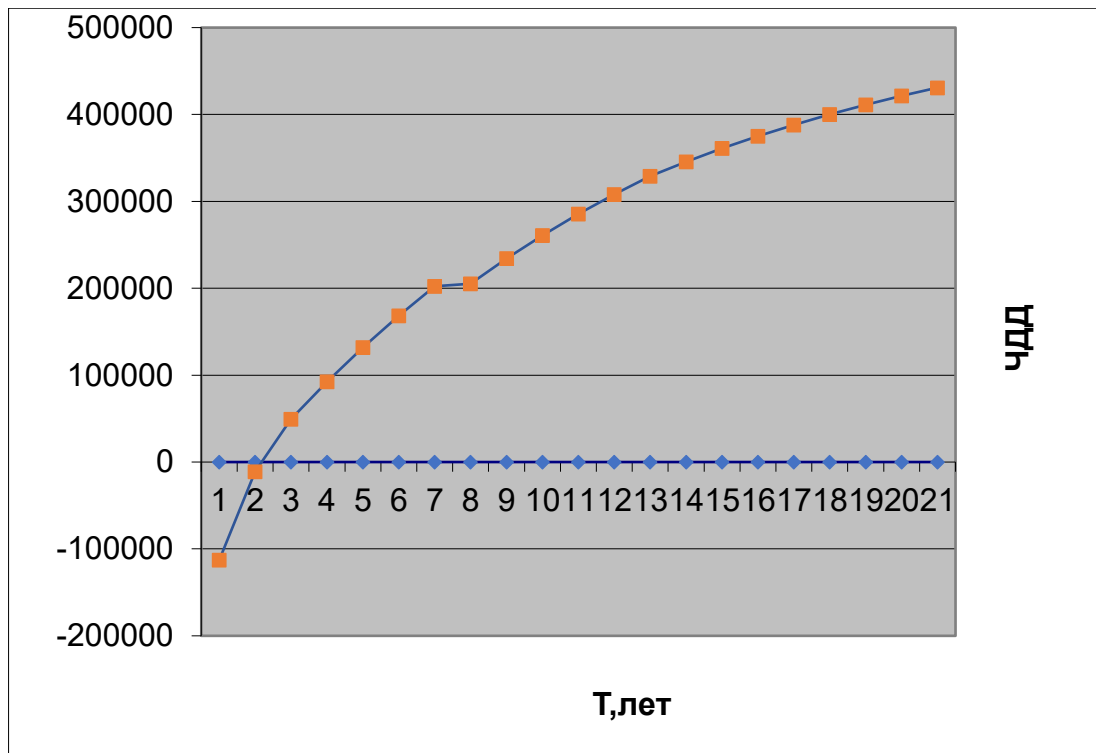


Рисунок 12 – Жизненный цикл проекта

### 9.5 Простой срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта рассчитаем следующим образом:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}; \quad (174)$$

где  $K$  – капитальные вложения, тыс.руб;

$P_{\text{ч}}$  – чистая прибыль, тыс. руб.;

$I_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ч}} = O - И - Н; \quad (175)$$

где  $O$  – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

И – издержки, тыс. руб.;

Н – налог на прибыль. На 2022 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{по}} \cdot T_{\text{пер}}; \quad (176)$$

где  $W_{\text{по}}$  – полезный отпуск, тыс. Квт · ч;

$T_{\text{пер}}$  – средний тариф на передачу электроэнергии.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{по}} = P_{\text{ср}}^3 \cdot T_3 + P_{\text{ср}}^{\text{л}} \cdot T_{\text{л}}; \quad (177)$$

$$W_{\text{по}} = 4,941 \cdot 4800 + 4,199 \cdot 3960 = 40344,84 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Далее по формуле (149) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 40344,84 \cdot 1,9 = 76655,2 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И); \quad (178)$$

$$H = 0,2 \cdot (76655,2 - 13407,2) = 12649,6 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (148), тыс. руб.:

$$П_{\text{ч}} = 76655,2 - 13407,2 - 12649,6 = 50598,4 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (174), в годах:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{112848,3}{50598,4 + 5642,4} = 2,3 \text{ года.}$$



### 10.1 Безопасность

Электрооборудование и другие объекты электрических сетей, станций и подстанций являются объектами повышенной опасности для человека.

Специфичность труда и его повышенная опасность особо остро ощущаются на работах, связанных с эксплуатацией электроустановок. При нарушении правил обслуживания электроустановок работниками подстанций может произойти поражение их электрическим током. Опасность представляет собой касание токоведущих частей, находящихся под рабочим или наведенным напряжением.

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок устанавливаются в соответствии со специальными государственными нормативными требованиями охраны труда [14].

Данные требования распространяются на работодателей и всех работников, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих или выполняющих строительные, монтажные, наладочные или ремонтные работы на объектах электроэнергетики.

В первую очередь, все обязанности по обеспечению безопасности условий и охраны труда возлагаются на руководство энергопредприятий и соответствующих должностных лиц.

Работодатель в зависимости от специфики деятельности и исходя из оценки уровня профессионального риска имеет право [14]:

- 1) устанавливать дополнительные требования безопасности на производстве. Данные требования должны закрепляться соответствующими инструкциями и доводиться до работников объектов в виде специальных распоряжений и т.д.;

2) применять устройства или комплекс приборов, обеспечивающих дистанционную видео- и аудиофиксацию процесса производственных работ в целях контроля безопасности.

В свою очередь, все работники сферы электроэнергетики обязаны проходить обучение, связанные с выполнением работ в электроустановках, а также должны проходить обучение по оказанию первой медицинской помощи пострадавшему на производстве. После обучения все работники сдают аттестацию на соответствующие знания.

Каждый электротехнический персонал имеет свою группу допуска по электробезопасности, которая подразумевает собой определенный набор знаний и умений, а также регулирует перечень обязанностей и рабочих мест для персонала каждой группы допуска.

Всё оперативное обслуживание электроустановок должен выполнять оперативный персонал, имеющий определенные группы допуска и эксплуатации электроустановок до 1000 В и выше 1000 В. [14]

В свою очередь, работники, которые не обслуживают электроустановки, могут допускаться для осмотра только в сопровождении оперативного персонала, имеющего определенную группу допуска.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, пультов управления и других устройств электроустановок [14].

При осмотре электрооборудования выполнение каких-либо работ запрещено.

При несчастных случаях разрешается освобождение пострадавшего работника от действия электрического тока без предварительного разрешения оперативного персонала.

При работах с электрооборудованием весь персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами защиты: диэлектрическими перчатками, средствами защиты лица и т.д.

Работы в электроустановках могут проводиться по распоряжению, являющемуся письменным заданием на производство работы, определяющим

ее содержание, место, время, меры безопасности (если они требуются) и работников, которым поручено ее выполнение, с указанием их групп по электробезопасности (распоряжение).

Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня или смены исполнителей. При передаче по телефону, радио распоряжение фиксируется в двух журналах учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям - в журнале работника, отдавшего распоряжение, и в журнале работников, получивших распоряжение, с подтверждающими подписями в обоих журналах. При необходимости продолжения работы, при изменении условий работы или состава бригады распоряжение должно отдаваться заново.

При перерывах в работе в течение одного дня повторный допуск осуществляется производителем работ.

Распоряжение отдается производителю работ и допускающему. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, в тех случаях, когда допуск к работам на рабочем месте не требуется, распоряжение отдается непосредственно работнику, выполняющему работу.

Работы, выполнение которых предусмотрено по распоряжению, могут по усмотрению работника, выдающего распоряжение, проводиться по наряду-допуску. Распоряжение допускается выдавать для работы поочередно на нескольких электроустановках (присоединениях). Допуск к работам по распоряжению должен быть оформлен в журнале учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям.

По распоряжению оперативным и оперативно-ремонтным персоналом или под его надзором, работниками, выполняющими техническое обслуживание и ремонт, монтаж, наладку и испытание электрооборудования, в электроустановках напряжением выше 1000 В разрешается проводить работы, выполняемые безотлагательно для предотвращения воздействия на человека опасного производственного фактора, который приведет к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, а также работы по

устранению неисправностей и повреждений, угрожающих нарушением нормальной работы оборудования, сооружений, устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений, СДТУ, электро- и теплоснабжения потребителей (неотложные работы) продолжительностью не более 1 часа без учета времени на подготовку рабочего места. Неотложные работы, для выполнения которых требуется более 1 часа или участие более трех работников, включая работника из оперативного и оперативно-ремонтного персонала, осуществляющего надзор в случае выполнения этих работ ремонтным персоналом, должны проводиться по наряду-допуску в соответствии с правилами.

## **10.2 Экологичность**

На реконструируемой ПС «Октябрьская» напряжением 110/6 установлены два силовых трансформатора ТМН – 4000/110. Трансформаторы являются масляными.

При установке маслонаполненных трансформаторов обязательно должны быть предусмотрены мероприятия, не допускающие загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В процессе эксплуатации в трансформаторном масле обычно накапливаются вредные примеси и продукты окисления. Утечка такого вещества чревата многими экологическими проблемами. Поэтому, при установке маслонаполненных трансформаторов необходимо наличие маслоприемника.

Если на открытом распределительном устройстве установлен маслонаполненный трансформатор, масса масла которого находится в диапазоне 1 – 20 тонн, то в соответствии с ПУЭ [13], допускается выполнять маслоприемник без отвода масла.

В трансформаторе, установленном на рассматриваемой в данной выпускной квалификационной работе подстанции, полная масса масла составляет 4000 кг, что входит в допустимый диапазон маслоприемника без отвода.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться в заглубленной конструкции, закрытой металлической решеткой. Поверх такой решетки засыпается чистый гравий или промытый гранитный щебень. Толщина данной насыпи должна быть не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее, чем на 50 мм [2].

Так как масса масла в рассматриваемом трансформаторе находится в диапазоне 2 – 10 т., то габариты рассчитываемого маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее, чем на 1 метр [2].

В таблице 27 представлены габариты трансформатора ТМН – 4000/110.  
Таблица 27 – Габариты трансформатора ТМН – 4000/110.

Трансформатор	Габариты трансформатора			Масса трансформаторного масла М, кг
	Длина А, мм	Ширина Б, мм	Высота Н, мм	
ТМН – 4000/110.	4712	3862	4245	7200

Длина и ширина маслоприемника будет определяться по следующим формулам:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (179)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (180)$$

где  $A_T$  – длина трансформатора, м;

$B_T$  – ширина трансформатора, м;

$\Delta$  – величина выступа габаритов маслоприемника за габариты трансформатора, м.

$$A_{МП} = 4,712 + 2 \cdot 1 = 6,712 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 3,862 + 2 \cdot 1 = 5,862 \text{ м}.$$

Определим площадь, необходимую под маслоприемник:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}, ; \quad (181)$$

$$S_{МП} = 6,712 \cdot 5,862 = 39,35 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный приём 100 % масла, залитого в трансформатор [2]

Габариты маслоприемника показаны на рисунке 13.

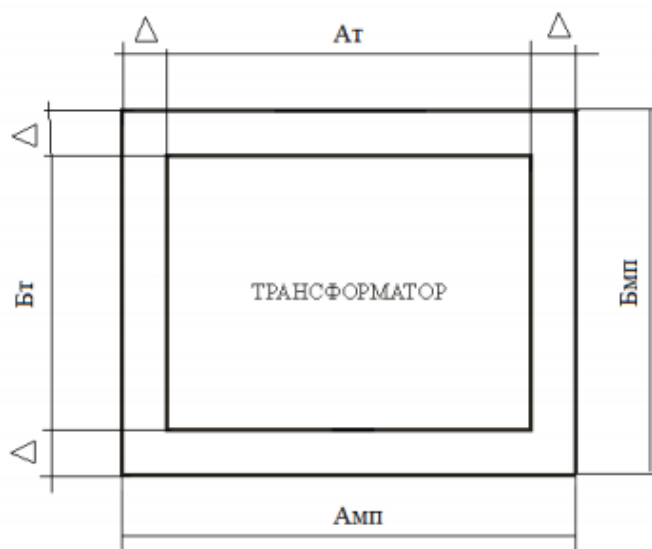


Рисунок 13 – Габариты маслоприемника

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника способный вместить 100% масла, залитого в трансформатор [2].

Необходимый объем маслоприемника без отвода масла:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8V_{\text{вода}}; \quad (182)$$

где  $V_{ТМ}$  – объем трансформаторного масла, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{вода}}$  – объем воды от средств пожаротушения, м<sup>3</sup>

Объем трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}; \quad (183)$$

где  $M_{\text{ТМ}}$  – масса трансформаторного масла, кг. Для трансформатора ТМН – 4000/110  $M_{\text{ТМ}} = 7200$  кг;

$\rho_{\text{ТМ}}$  – плотность трансформаторного масла, кг/м<sup>3</sup>. Пример  $\rho_{\text{ТМ}} = 880$  кг/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{7200}{880} = 8,18 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения является расчётной величиной и определяется как:

$$V_{\text{вода}} = I \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}); \quad (184)$$

где  $I$  – интенсивность пожаротушения, л/(с·м<sup>2</sup>).  $I = 0,2$  л/(с·м<sup>2</sup>);

$t$  – нормативное время пожаротушения, мин.  $t = 30$  мин;

$S_{\text{БПТ}}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>.

Определим площадь боковой поверхности трансформатора ТМН – 4000/110:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_{\text{T}} \cdot (A_{\text{T}} + B_{\text{T}}); \quad (185)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 4,245 \cdot (4,712 + 3,862) = 72,79 \text{ м}^2.$$

Рассчитаем объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{вода}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (39,35 + 72,79) = 40,37 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем объем маслоприемника без отвода масла:

$$V_{\text{МП}} = 8,182 + 0,8 \cdot 40,37 = 40,48 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем глубину маслоприемника:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + \frac{V_{вода}}{S_{МП}} + h_{в.з} + h_{гр}; \quad (186)$$

где  $h_{в.з}$  – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и уровня смеси трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м. Примем  $h_{в.з} = 50$  мм;

$h_{гр}$  – толщина гравия, м. Примем для расчета  $h_{гр} = 0,25$  м.

Таким образом, глубина маслоприемника будет равна:

$$h_{МП} = \frac{8,182}{39,35} + \frac{40,37}{39,35} + 0,05 + 0,25 = 1,53 \text{ м.}$$

Исходя из расчетов, для трансформатора ТМН – 4000/110 установленного на ПС «Октябрьская», с массой трансформаторного масла равной 7200 кг, маслоприемник без отвода масла будет иметь габариты, представленные в таблице 28.

Таблица 28 – габариты маслоприемника без отвода масла для трансформатора ТМН – 4000/110

Длина, м	Ширина, м	Глубина, м	Объем, м <sup>3</sup>
6,712	5,862	1,53	40,48

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Аварии на электроэнергетических сетях и электрических станциях и подстанциях носят техногенный характер.

Техногенная ЧС или авария – это экстремальное событие техногенного происхождения или являющееся следствием конструктивных недостатков объекта (сооружения, комплекса, механизма, системы, агрегата),



изношенности оборудования, низкой квалификации персонала, нарушений техники безопасности в ходе эксплуатации объекта, приведшее к выходу из строя, повреждению и (или) разрушению технических устройств, транспортных средств, зданий, сооружений и (или) к человеческим жертвам.

На открытых распределительных устройствах подстанций основными пожароопасными источниками являются:

- масляные трансформаторы и выключатели;
- маслонаполненные кабельные муфты;
- трансформаторы тока.
- другие: поджог, курение и т.д.

На каждом объекте энергетической системы должна быть создана система обеспечения пожарной безопасности, включающая в себя

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности [22].

Комплекс организационно – технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности должен включать в себя:

-организацию обучения работников мерам пожарной безопасности на производстве;

– реализацию требований норм и правил пожарной безопасности, разработку для каждого объекта, а также отдельно для каждого пожаровзрывоопасного и пожароопасного помещения категории В1 производственного и складского назначения, инструкций о мерах пожарной безопасности в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности и настоящего Стандарта, которые вывешиваются на видном месте;

– изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;

- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;
- разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;
- работу по профилактике и предупреждению пожаров [25].

#### 10.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территории

Территория энергетического объекта должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев и травы. Также, территория не должна быть ограждена и оборудована контрольно-пропускным пунктом, иметь наружное освещение в соответствии с нормами [25].

При производстве строительного-монтажных работ или реконструкции сооружений на действующей подстанции размещение на ее территории временных сооружений и бытовых вагончиков подрядных организаций не допускается.

Временные строения должны располагаться от внутреннего ограждения ОРУ, других зданий и сооружений на расстоянии не менее 30 м (кроме случаев, когда по другим нормам требуются иные противопожарные расстояния) или у противопожарных стен.

#### 10.3.2 Действия персонала при возникновении пожароопасной ситуации

При возникновении пожароопасной ситуации персоналу на объекте необходимо немедленно вызвать пожарную охрану по телефону, при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию [25].

Необходимо определить место возникновения пожара, оценить обстановку (площадь возгорания, объем масла в горящем маслonaполненном оборудовании и т.д.), спрогнозировать распространение горения и возможность образования новых очагов на другом электрооборудовании. Сообщить о пожаре лицам в соответствии с действующей схемой передачи

оперативной информации, принять усиленные меры по эвакуации людей и приступить к тушению пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения.

До прибытия пожарного отряда, персонал, непосредственно находящийся на месте пожара, обязан организовать [25]:

- выполнение операций по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара (кроме оборудования, напряжением до 0,4 кВ, которое по условиям технологии производства в процессе ликвидации пожара не может быть обесточено);

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;

- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);

- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае ее отказа включить ручную;

- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

- тушение пожара персоналом и имеющимися средствами пожаротушения (при возможности);

- встречу пожарных подразделений лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

До прибытия пожарного расчёта необходимо принять меры по созданию безопасных условий работы:

- подготовить переносные заземления для пожарных стволов и автомобилей;

- подготовить диэлектрические боты и диэлектрические перчатки;

- заполнить бланк допуска на тушение пожара по установленной форме.

Персонал обязан указать подъездные пути к месту пожара и к пожарным гидрантам. Выдать средства защиты, указать места установки пожарных машин и подсоединения заземлений.

Персоналу необходимо проверить заземление пожарных автомобилей и пожарных стволов. 15.4.10.

Персонал обязан провести инструктаж всему личному составу пожарного подразделения, прибывшего к месту пожара (указать, что находится под напряжением и безопасные расстояния до токоведущих частей энергооборудования, проинформировать о проведённых подготовительных мероприятиях по отключению и заземлению оборудования и мерах безопасности при тушении электроустановок, а также по соблюдению мер безопасности при нахождении на объекте) [25].

Выдать письменное разрешение (допуск) на тушение пожара руководителю прибывшего пожарного подразделения МЧС России.

Руководители структурных подразделений объекта, оперативный персонал энергообъекта должен оказывать помощь РТП. Вмешиваться в действия РТП запрещается.

10.3.3 Требования к содержанию оборудования и сооружений на территории энергообъекта

Срок службы трансформатора определяется в основном старением изоляции обмоток. Тепловое старение изоляции, оно же износ изоляции, обмоток определяется температурой, при которой работает изоляция, и длительностью ее воздействия.

Нормальный срок службы изоляции трансформатора при работе с постоянной номинальной нагрузкой при среднегодовой температуре окружающей среды +20 °С составляет 25-30 лет. Данное количество лет соответствует 98 °С наиболее нагретой точки обмотки [12].

На трансформаторах допускается повышение напряжения сверх номинального:

1) длительно – на 5% при нагрузке, не выше номинальной, и на 10% при нагрузке, не выше 0,25 номинальной;

2) кратковременно, то есть, до 6 часов в сутки, на 10% при нагрузке, не выше номинальной.

Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку каждой обмотки по току на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального [12].

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка сверх номинального тока, в пределах от 30 до 100 %, при всех видах систем охлаждения.

На всех трансформаторах, кроме маломощных и в герметичном исполнении, устанавливается расширитель для заполнения бака маслом при всех тепловых режимах. Расширитель принимает избытки трансформаторного масла при нагревании, при охлаждении наоборот – бак трансформатора пополняется недостающим количеством масла. Объем расширителя, как правило, составляет около 10% объема масла в баке трансформатора.

Маслоприемные устройства под силовыми трансформаторами, масляными выключателями и реакторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения растекания масла при течи масла из маслonaполненного оборудования и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения [13].

Вводы кабельных линий в шкафы управления защиты и автоматики, а также в разветвительные (соединительные) коробки на трансформаторах, реакторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом, подтвержденным соответствующей технической документацией.

Стационарные установки пожаротушения, которыми в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности должны оборудоваться силовые (авто-) трансформаторы, масляные выключатели и реакторы, кабельные сооружения должны содержаться в работоспособном состоянии и соответствовать проектной документации.

При выцветании цвета систем трубопроводов этих установок и запорной арматуры краска должна обновляться.

При возникновении пожара на трансформаторе (или масляном реакторе) действиями оперативного персонала он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен.

#### 10.3.4 Первичные средства пожаротушения

К первичным средствам пожаротушения относятся средства пожаротушения, используемые для борьбы с пожаром в начальной стадии его развития (переносные и передвижные огнетушители, пожарные краны и средства обеспечения их использования, пожарный инвентарь, покрывала для изоляции очага возгорания) [22].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция подстанции Октябрьская в Зейском районе Амурской области.

Были проанализированы исходные данные, полученные по подстанции. На основе этих данных были спрогнозированы нагрузки потребителей подстанции на ближайшие пять лет, учитывая то, что на Дальнем Востоке в районе рассматриваемой подстанции возможно развитие предприятий лесной промышленности и малой авиации.

На подстанции были заменены трехобмоточные трансформаторы напряжением 110/35/6 на два двухобмоточных трансформатора, мощностью 4000 кВА, напряжением 110/6. Коэффициенты загрузки новых трансформаторов составляют в нормальном режиме 0,65, а в послеаварийном 1,29.

С учетом новых трансформаторов, были рассчитаны токи коротких замыканий на шинах 110 и 6 кВ.

На основе рассчитанных новых значения токов короткого замыкания было выбрано и проверено коммутационное оборудование и измерительные приборы.

А именно: установлен элегазовый выключатель на стороне 110 кВ вместо маслонаполненного выключателя 110 кВ, установлены разъединителя 110 кВ горизонтально-поворотного типа. Были выбраны трансформаторы тока и трансформаторы напряжения 110 кВ.

Учитывая изменившиеся размеры подстанции, в связи с заменой трансформаторов, было рассчитано заземление и молниезащита подстанции.

На установленных двухобмоточных трансформаторах было установлено микропроцессорное устройство релейной защиты «Сириус-Т», которое включает в себя дифференциальную защиту трансформатора, максимальную токовую защиту, защиту от перегрузок и газовую защиту трансформатора.

Завершающим этапом был расчет экономических показателей эффективности проекта, а именно: капиталовложения на реконструкцию подстанции, амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты и срок окупаемости проекта. По экономическим расчетам, срок окупаемости проекта составляет 2 года.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балаков Ю.Н., Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов : учеб. пособие / Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В.. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. — 288 с.
- 2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.
- 3 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7735.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf)
- 4 Грудинский, П.Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / П.Г. Грудинский, С.А. Мандрыкин, М.С. Улицкий. – М.: Энергия, 1974. – 576 с.
- 5 Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем : учебные пособия / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2010. – 336 с.
- 6 Козлов, А.Н. Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций : учебное пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 122 с.
- 7 Козлов, А.Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. – 112 с
- 8 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения : учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.

9 Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов : учеб. пособие / И.П. Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. — 138 с.

10 Микропроцессорные устройства защиты «Сириус – Т», «Сириус – Т – 01» руководство по эксплуатации. – М.: АО «РАДИУС Автоматика», 2014. – 106 с.

11 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 167 с.

12 Правила технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станция и сетей Российской Федерации, СО 153- 34.20.501-2003.

13 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.

14 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

15 Распоряжение губернатора Амурской области от 14.07.2021 №131-р «Об утверждении Перечня потребителей».

16 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

17 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf)

18 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

19 Рысин, Ю.С. Основы электробезопасности : учебное пособие для бакалавров технических направлений подготовки / Ю.С. Рысин, С.Л. Яблочников. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 75 с.

20 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf)

21 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

22 СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

23 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

24 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с.

25 СТО 34.01-27.1-001-2014 «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети» Общие технические требования».

26 Схема и программы развития электроэнергетики Амурской области на период 2021-2025 годов. – М.: АО «Научно-технический центр единой энергетической системы развития энергосистем», 2015. – 196 с.

27 ТМН-4000/110/6,6 – ТрансЭнерго [Электронный ресурс] : URL : <https://trans-energo.com/transformator-tmn/tmn-4000-kva-110-6-6-kv/> (Дата обращения 15.05.2020)

28 Электроснабжение: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017.

29 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства. /Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. И. Н. Орлов). – 9-е изд., стер. - М.: МЭИ, 2003. – 518 с.

30 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии. /Под ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. - М.: МЭИ, 2004. – 964 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет чистого дисконтированного дохода в программе MathCad 15.0

Расчет чистого дисконтированного дохода

$$\begin{aligned}
 O_{pt} &:= 76655.2 & I_W &:= 1106.7 \\
 I_{\text{Эк}} &:= 6658.05 & I_{\text{пр}} &:= 13407.2 \\
 I_{\text{Ам}} &:= 5642.4 & K_{\text{Мех}} &:= 112848.3 \\
 H_t &:= (O_{pt} - I_{\text{Эк}} - I_{\text{Ам}} - I_W - I_{\text{пр}}) \cdot 0.24 & H_t &= 1.196 \cdot 10^4
 \end{aligned}$$

Первый год эксплуатации:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{Эк}0} &:= 0 \\
 I_{\text{Ам}0} &:= 0 \\
 O_{p0} &:= 0 \\
 K_{\text{Мех}0} &:= K_{\text{Мех}} \\
 H_0 &:= (O_{p0} - I_{\text{Эк}0} - I_{\text{Ам}0} - I_W - I_{\text{пр}}) \cdot 0.24 & H_0 &= -3.483 \cdot 10^3 \\
 \text{ЧДД}_0 &:= (-K_{\text{Мех}0} - I_{\text{Эк}0} - H_0 - I_W - I_{\text{пр}} + O_{p0}) \cdot \left(\frac{1}{1+0.0825}\right)^0 \\
 \text{ЧДД}_0 &= -1.239 \cdot 10^5
 \end{aligned}$$

Второй год эксплуатации:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{Эк}1} &:= I_{\text{Эк}} \\
 I_{\text{Ам}1} &:= I_{\text{Ам}} \\
 O_{p1} &:= O_{pt} \\
 K_{\text{Мех}1} &:= 0 \\
 H_1 &:= (O_{p1} - I_{\text{Эк}1} - I_{\text{Ам}1} - I_W - I_{\text{пр}}) \cdot 0.24 & H_1 &= 1.196 \cdot 10^4 \\
 \text{ЧДД}_1 &:= (-K_{\text{Мех}} - I_{\text{Эк}} - H_0 - I_W - I_{\text{пр}} + O_{pt}) \cdot \left(\frac{1}{1+0.0825}\right)^1 \\
 \text{ЧДД}_1 &= 6.062 \cdot 10^4
 \end{aligned}$$

Третий и последующий года эксплуатации:

$$\begin{aligned}
 \text{ЧДД}(t) &:= (-K_{\text{Мех}} - I_{\text{Эк}} - H_1 - I_W - I_{\text{пр}} + O_p) \cdot \left(\frac{1}{1+0.0825}\right)^t \\
 \text{ЧДД}(2) &= 4.282 \cdot 10^4 & \text{ЧДД}(12) &= 1.938 \cdot 10^4 \\
 \text{ЧДД}(3) &= 3.956 \cdot 10^4 & \text{ЧДД}(13) &= 1.79 \cdot 10^4
 \end{aligned}$$

$$\text{ЧДД}(4) = 3.654 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(5) = 3.376 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(6) = 3.119 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(7) = 2.881 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(8) = 2.661 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(9) = 2.459 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(10) = 2.271 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(11) = 2.098 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(14) = 1.654 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(15) = 1.528 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(16) = 1.411 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(17) = 1.304 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(18) = 1.205 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(19) = 1.113 \cdot 10^4$$

$$\text{ЧДД}(20) = 1.028 \cdot 10^4$$