

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**Уральский государственный университет путей сообщения**  
**(ФГБОУ ВО УрГУПС)**

Факультет Электромеханический

Кафедра Электроснабжение транспорта

Специальность 23.05.05 Системы обеспечения движения поездов

Допускается к защите  
Заведующий кафедрой

  
к.т.н., доцент Ковалев А.А.

« 18 » 06 2019 г.


**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

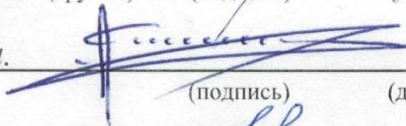
Тема: Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока

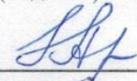
(пояснительная записка)


23.05.05.22.ПД.СОэ524.01.ПЗ

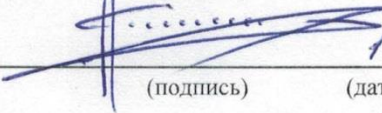
(шифр документа)

Разработал: студент СОэ-524  11.06.19 Шемятихин Д.П.  
(студент-дипломник) (группа) (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

Руководитель: доцент, к.т.н.  14.06.19 Штин А.Н.  
(должность, звание) (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

Консультанты: доцент, к.т.н.  13.06.19 Афанасьева Н.А.  
(должность, звание) (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

доцент, к.т.н.  14.06.19 Белинский С.О.  
(должность, звание) (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

Н. контролер: доцент, к.т.н.  14.06.19 Штин А.Н.  
(должность, звание) (подпись) (дата) (Ф.И.О.)

Екатеринбург

2019



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**Уральский государственный университет путей сообщения**  
**(ФГБОУ ВО УрГУПС)**

Факультет Электромеханический Кафедра Электроснабжение транспорта

Специальность 23.05.05 Системы обеспечения движения поездов

УТВЕРЖДАЮ:  
Заведующий кафедрой

к.т.н., доцент Ковалев А.А.

«22» 02 2019 г.

**Задание**

**на дипломный проект студенту**

Шемятихин Дмитрий Петрович

(фамилия, имя, отчество)

1 Тема проекта Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока

утверждена приказом по университету от «27» февраля 2019 г. № 338-со

2 Срок сдачи студентом законченного проекта 21.06.2019



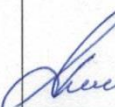
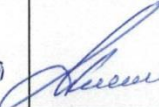
3 Исходные данные к проекту приведены в подразделе 1.1

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов) 1. Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока; 2. Реконструкция распределительного устройства 3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции постоянного тока; 3. Техничко-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ; 4. Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, не включая слайды презентации) 1. Схема главных электрических соединений (СГЭС) тупиковой тяговой подстанции постоянного тока; 2. Секционирования шин РУ 3,3 кВ; 3. СГЭС РУ 3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции после реконструкции; 4. Компоновка РУ 3,3 кВ из ячеек типа КВ-3,3 кВ; 5. Расположение реакторов в РУ 3,3 кВ; 6. Значения показателей электромагнитных полей.




6 Консультанты по проекту (работе, с указанием относящихся к ним разделов проекта)

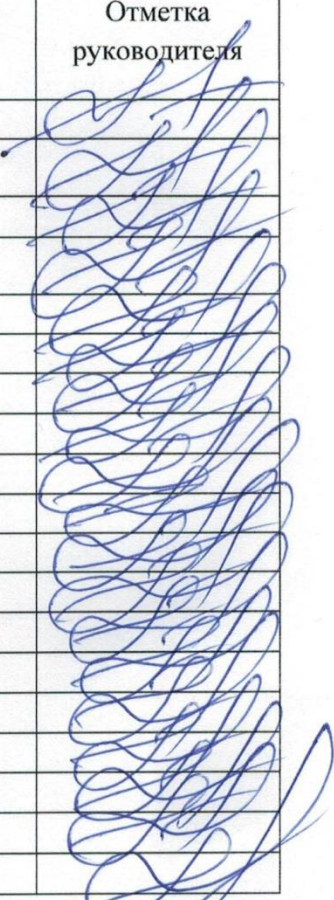
Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал	Задание принял
Экономическая часть	Афанасьева Н.А.	 1.03.19	 5.06.19
Безопасность жизнедеятельности	Белинский С.О.	 1.03.19	 5.06.19

7 Дата выдачи задания 24.02.19

Руководитель  / Штин А.Н. /  
(подпись)

Задание принял к исполнению студент  / Шемятихин Д.П. /  
(подпись)

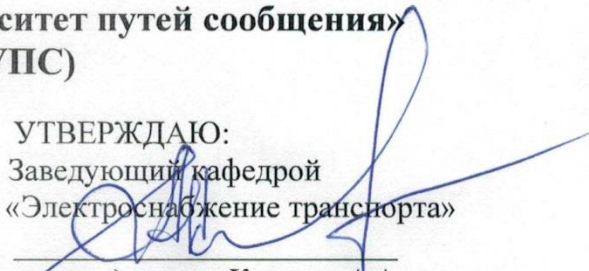
**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**

Наименование этапов дипломного проекта (работы)	Срок выполнения этапов проекта (работы)	Отметка руководителя
Утверждение тем ВКР	15.01.19	
Сбор исходных данных для выполнения ВКР	25.03.19	
Постановка целей и задач ВКР, написание введения	25.03.19	
Разработка основной части ВКР	31.03.19	
Разработка специальной части ВКР	14.04.19	
Разработка раздела по экономической части ВКР	01.05.19	
Разработка раздела по БЖД	15.05.19	
Подготовка графической части ВКР	20.05.19	
Оформление ВКР	26.05.19	
Сдача отчета по преддипломной практике	20.05-26.05.19	
Государственный экзамен: подготовка и сдача	27.05-09.06.19	
Подписание ВКР у консультантов	05.06.19	
Подписание ВКР у руководителей	10.06.19	
Проверка ВКР на плагиат	10.06.19-16.06.19	
Нормоконтроль ВКР	10.06.19-16.06.19	
Сдача ВКР на кафедру	21.06.19	
Утверждение ВКР у заведующего кафедрой	17.06.19-21.06.19	
Получение рецензии на ВКР	17.06.19-21.06.19	
Защита ВКР	01.07.19-08.07.19	

Руководитель  студент - дипломник 



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«Уральский государственный университет путей сообщения»**  
**(ФГБОУ ВО УрГУПС)**

УТВЕРЖДАЮ:  
Заведующий кафедрой  
«Электроснабжение транспорта»  
  
к.т.н., доцент, Ковалев А.А.  
«27» 02 2019 г.

**Задание**  
**на специальный раздел ВКР**  
**(дипломного проекта)**

Студент Шемятихин Дмитрий Петрович Группа СОэ-524  
(Фамилия, Имя, Отчество)

Технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ  
(название специального раздела)

1. Тема Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока  
(название темы ВКР)

Утверждена приказом по университету от «27» февраля 2019 г. № 338-со

Выпускающая кафедра Электроснабжение транспорта

Руководитель проекта к.т.н., доцент, Штин А.Н.

(Фамилия, инициалы, должность или ученое звание, ученая степень)

2. Консультант раздела к.т.н., доцент, Афанасьева Н.А.

Кафедра, ведущая специальный раздел Экономика транспорта


3. Исходные данные: получены по месту практики

4. Срок сдачи студентом законченного раздела 05.06.2019

5. Содержание специального раздела (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Постановка задачи; 2. Методика расчета показателя чистого дисконтированного дохода; 3. Расчет капитальных затрат; 4. Расчет эксплуатационных расходов; 5. Расчет показателя чистого дисконтированного дохода. 6. Вывод по разделу

6. Название демонстрационно-графического(их) материал(ов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания 01.03.2019 Консультант  Н.А. Афанасьева

(подпись)

Согласовано: 01.03.19.  А.Н. Штин

(дата и подпись руководителя ВКР)

Принято к исполнению 01.03.19  Д.П. Шемятихин

(дата и подпись студента-дипломника)



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«Уральский государственный университет путей сообщения»**  
**(ФГБОУ ВО УрГУПС)**

УТВЕРЖДАЮ:  
Заведующий кафедрой  
«Электроснабжение транспорта»

*к.т.н., доцент, Ковалев А.А.*

« 24 » 02 2019 г.

**Задание**  
**на специальный раздел ВКР**  
**(дипломного проекта)**

Студент Шемятихин Дмитрий Петрович Группа СОэ-524  
(Фамилия, Имя, Отчество)

Безопасность жизнедеятельности  
(название специального раздела)

1. Тема Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока  
(название темы ВКР)

Утверждена приказом по университету от «27» февраля 2019 г. № 338-со

Выпускающая кафедра Электроснабжение транспорта

Руководитель проекта к.т.н., доцент, Штин А.Н.

(Фамилия, инициалы, должность или ученое звание, ученая степень)

2. Консультант раздела к.т.н., доцент, Белинский С.О.

Кафедра, ведущая специальный раздел Техносферная безопасность

3. Исходные данные: получены по месту практики.

4. Срок сдачи студентом законченного раздела 05.06.2019

5. Содержание специального раздела (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Снижение воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции;

2. Экспертиза модернизации тупиковой тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности. 3. Выводы по разделу.

6. Название демонстрационно-графического(их) материала(ов)

Значения показателей электромагнитных полей

7. Дата выдачи задания 01.03.2019 Консультант *Белинский* С.О. Белинский  
(подпись)

Согласовано: 01.03.19. *Штин* А.Н. Штин  
(дата и подпись руководителя ВКР)

Принято к исполнению 01.03.19 *Шемятихин* Шемятихин Д.П.  
(дата и подпись студента-дипломника)



# РЕФЕРАТ

В данном дипломном проекте всего: 87 страниц, 26 рисунков, 29 таблиц, 23 использованных источника, 2 приложения, чертежей и плакатов 6 листов.

**ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР,  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО  
ЗАМЫКАНИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ  
УСТРОЙСТВО 3,3 кВ, СЕКЦИОНИРОВАНИЕ, КОМПЛЕКТНЫЕ  
ЯЧЕЙКИ, СГЛАЖИВАЮЩИЙ РЕАКТОР, ЧИСТЫЙ  
ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ПОЛЕ.**

***SUBSTATION, TRANSFORMER, SWITCH, CIRCUIT BREAKER,  
SHORT-CIRCUIT CURRENT, RECONSTRUCTION, SWITCHGEAR 3.3 kV,  
PARTITIONING, COMPLETE THE CELL, A SMOOTHING REACTOR,  
NPV, ELECTROMAGNETIC FIELD.***

**Объект исследования:** тупиковая тяговая подстанция постоянного тока.

**Предмет исследования:** реконструкция РУ 3,3 кВ.

**Цель:** выполнить модернизацию тупиковой тяговой подстанции постоянного тока с реконструкцией РУ 3,3 кВ.

Разработана структурная схема тяговой подстанции, рассчитана трансформаторная мощность, определены токи короткого замыкания на шинах РУ, рассчитаны максимальные рабочие токи, выбраны токоведущие части. Выбрано силовое оборудование и разработана схема главных электрических соединений.

Произведена реконструкция РУ 3,3 кВ с целью его секционирования и ликвидации обходной шины и обходного выключателя. Компоновка РУ 3,3 кВ выполнена на ячейках типа КВ-3,3. Сокращено число сглаживающих реакторов с четырех до одного.

**Экономическая эффективность:** Выполнено технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ. Рассчитан показатель чистого дисконтированного дохода сроком на 5 лет.

**Безопасность жизнедеятельности:** Описано воздействие электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции и способы его снижения. Выполнена экспертиза модернизации тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности.

					<b>23.05.05.22.ПД.СОэ524.01.ПЗ</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Шемятихин Д.П.		14.06.19		У		87
Пров.		Штин А.Н.		14.06.19			6	
Т. контр.								
Н. контр		Штин А.Н.		14.06.19				
Утв.		Ковалев А.А.		14.06.19				



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНПОРТА  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уральский государственный университет путей сообщения»  
(ФГБОУ ВО УрГУПС)

## ОТЗЫВ

о выпускной квалификационной работе студента электромеханического факультета  
специальности 23.05.05 – *Системы обеспечения движения поездов*

*ШЕМЯТИХИНА Дмитрия Петровича*

на тему: «*Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока*»

В проекте выполнен проект реконструкция существующей тупиковой тяговой подстанции постоянного тока Свердловской железной дороги: рассчитаны максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания. Выбрано основное силовое оборудование тяговой подстанции.

Специальная часть дипломного проекта была посвящена реконструкции РУ 3,3 кВ, которая состояла из трех этапов. Первый — секционирование шин РУ 3,3 кВ с ликвидацией обходной шины и обходного выключателя. Второй — выполнение РУ 3,3 кВ на 11 ячейках типа КВ-3,3. Третий — произведено снижение количества сглаживающих реакторов типа РБФА с четырех до одного, который, для снижения электромагнитного влияния на обслуживающий персонал, предполагается установить на открытой части тяговой подстанции.

В экономической части проекта было проведено технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ с целью сокращения числа сглаживающих реакторов. Рассчитан показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД) сроком на 5 лет.

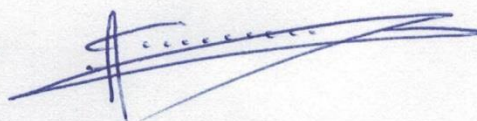
В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрен вопрос о снижении воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции. Произведен расчет электромагнитной индукции сглаживающего реактора при установке в здании и на улице.

Во время работы над дипломным проектом Шемятихин Д.П. показал себя очень грамотным, инициативным и дисциплинированным специалистом, отлично разбирающимся в работе подстанции, добросовестно относящимся к порученному ему делу.

Считаю, что работа над дипломным проектом заслуживает оценки «**ОТЛИЧНО**», а Дмитрий Петрович Шемятихин — звания инженера путей сообщения.

10.06.19

Руководитель ВКР, к.т.н., доцент



А.Н. Штин

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	8
<b>1 Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока</b> ....	10
1.1 Исходные данные и структурная схема тяговой подстанции .....	10
1.2 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции .....	11
1.3 Выбор силовых трансформаторов .....	12
1.4 Расчет токов короткого замыкания .....	14
1.5 Расчет максимальных рабочих токов .....	<b>1Error! Bookmark not defined.</b>
1.6 Выбор токоведущих частей .....	19
1.7 Выбор изоляторов .....	23
1.8 Выбор коммутационной аппаратуры .....	25
1.9 Выбор измерительных трансформаторов .....	30
1.10 Выбор устройств защиты от перенапряжений .....	32
1.11 Выбор различных устройств для РУ 3,3 кВ .....	32
1.12 Расчет и выбор аккумуляторной батареи .....	32
1.13 Типы релейных защит, применяемых на тяговой подстанции ....	34
1.14 Результат модернизации тупиковой тяговой подстанции .....	34
<b>2 Реконструкция распределительного устройства 3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции постоянного тока</b> .....	36
2.1 Назначение РУ 3,3 кВ .....	<b>3Error! Bookmark not defined.</b>
2.2 Описание существующей конструкции РУ 3,3 кВ .....	<b>3Error! Bookmark not defined.</b>
2.3 Секционирование шин РУ 3,3 кВ .....	37
2.4 Выполнение РУ 3,3 кВ на ячейках типа КВ-3,3 .....	38
2.5 Реактор РБФА-3,3 .....	47
2.6 Реконструкция РУ 3,3 кВ с применением одного реактора .....	49
2.7 Сглаживающее устройство .....	52
3 Техничко-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ .....	56
3.1 Постановка задачи .....	56
3.2 Методика расчета показателя чистого дисконтированного дохода .....	58
3.3 Расчет капитальных затрат .....	59
3.4 Расчет эксплуатационных расходов .....	63
3.5 Расчет показателя чистого дисконтированного дохода .....	<b>Error!</b>
3.6 Вывод по разделу .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>4 Безопасность жизнедеятельности</b> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
4.1 Снижение воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
4.2 Экспертиза модернизации тупиковой тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности .....	70
4.3 Выводы по разделу .....	74
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	75



<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>77</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>79</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>85</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Широкое внедрение в народное хозяйство электрической энергии, вырабатываемой централизованно на электростанциях, которая объединена линиями электропередач в энергосистемы, позволяет правильно использовать природные энергетические ресурсы, наиболее эффективно размещать производительные силы, механизировать и автоматизировать производство, увеличивать производительность труда.

Электрификация железных дорог является одной из самых важных задач современности. Электрификация железной дороги повышает пропускную и провозную способности, надёжность работы, сокращает эксплуатационные расходы, позволяет сделать ж.-д. транспорт более комфортабельным. На электрифицированных ж. д. имеется возможность возврата части электрической энергии в контактную сеть при движении поезда на спусках и при торможении (рекуперация или рекуперативное торможение). Так же железная дорога связывает крупные города большой России. Но вместе с этим, такой же важной задачей является бесперебойное питание железной дороги, так как она является потребителем I категории и перебой в ее питании может привести к плохим последствиям.

Одним из основных элементов системы электроснабжения электрифицированных железных дорог являются тяговые подстанции. Они должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать надёжность электроснабжения локомотивов, быть по возможности несложными, безопасными в обслуживании, а также требовать как можно меньше затрат. Назначение тяговых подстанций – электроснабжение тяговых, нетяговых, а также районных потребителей. Назначением тяговых подстанций постоянного тока является преобразование трехфазного переменного тока в постоянный и распределение электроэнергии постоянного тока между участками контактной сети. Основным оборудованием тяговых подстанций постоянного тока являются преобразовательные агрегаты, быстродействующие автоматические выключатели и специальные устройства для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения.

Модернизация тяговой подстанции подразумевает замену высоковольтного оборудования: выключатели, разъединители, изоляторы, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения и др. Так как проектируемая тяговая подстанция была введена в эксплуатацию в 1959 году, то в настоящее время требуется замена силового оборудования. Такая замена увеличит мощность необходимую на тягу поездов и на электроснабжение железнодорожных нетяговых потребителей и прочих организаций, а также повысит надёжность высоковольтных оборудований, механический ресурс коммутационных аппаратов и обеспечит максимальную



безопасность обслуживающего персонала. В связи с этим, целесообразно произвести частичное обновление устаревшего силового оборудования тяговой подстанции.

В настоящее время вновь проектируемых, реконструируемых тяговых подстанций постоянного тока применяются современные выключатели, например как ВАБ-206, *Gerapid* или аналогичные. Небольшие размеры таких выключателей позволяют установить их на выкатные тележки и существенно снизить габариты функциональных блоков и упростить схему РУ 3,3 кВ в целом. Также ячейки комплектуются цифровыми устройствами защиты и автоматики фидеров ЦЗАФ-3,3, которые выполняют функции управления, защит, автоматики и сигнализации присоединений. В связи с этим на проектируемой тяговой подстанции постоянного тока произведена реконструкция РУ 3,3 кВ.

Любая реконструкция должна быть экономически обоснована. Поэтому необходимо произвести расчет показателя чистого дисконтированного дохода, который может быть получен в результате реконструкции РУ 3,3 кВ.

Для нас важен человек и его среда. На тяговой подстанции электромагнитное поле формируется за счет излучения различных электрических установок и оказывает большое влияние на обслуживающий персонал. Электромагнитное поле ухудшает, вредит здоровью человека, далее возникают заболевания различной степени тяжести. Поэтому на модернизированной тяговой подстанции необходимо произвести мероприятия по снижению воздействия электромагнитных полей на обслуживающий персонал.

Поэтому в данном дипломном проекте необходимо решить следующие задачи:

- 1) произвести модернизацию тупиковой тяговой подстанции постоянного тока;
- 2) выполнить реконструкцию распределительного устройства 3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции;
- 3) произвести технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ;
- 4) рассмотреть вопрос о снижении воздействия электромагнитного влияния на персонал тяговой подстанции;
- 5) выполнить экспертизу модернизации тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности.



# 1 Модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока

## 1.1 Исходные данные и структурная схема тяговой подстанции

Исходные данные для расчета тупиковой тяговой подстанции приведены в таблицах 1.1, 1.2.

Таблица 1.1 – Исходные данные по тупиковой тяговой подстанции

Ток короткого замыкания на шинах 110 кВ, кА	17,89
Род тока	постоянный
Напряжение ЛЭП, кВ	110
Тип тяговой подстанции	тупиковая
Число фидеров контактной сети, шт	5
Мощность для питания тяговой нагрузки, кВт	11000

Таблица 1.2 – Исходные данные нагрузок по фидерам на нетяговые потребители

Номер фидера	Нагрузка по фидерам на нетяговые потребители, кВт	
Распределительное устройство 35 кВ		
1	промышленные:	2000
	сельскохозяйственные:	0
2	промышленные:	2000
	сельскохозяйственные:	0
Распределительное устройство 6 кВ		
1	промышленные:	1500
	сельскохозяйственные:	700
2	промышленные:	1000
	сельскохозяйственные:	500
3	промышленные:	700
	сельскохозяйственные:	300
4	промышленные:	500
	сельскохозяйственные:	200
5	промышленные:	1200
	сельскохозяйственные:	1000
6	промышленные:	1700
	сельскохозяйственные:	1200

Тупиковая тяговая подстанция постоянного тока имеет следующие распределительные устройства: 110 (два ввода), 35 (2 фидера НТП), 6 (6 фидеров НТП), 3,3 (5 фидеров контактной сети) и 0,4 кВ. Структурная схема тупиковой тяговой подстанции представлена на рисунке А.1.



## 1.2 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции

Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции будем производить по методике, изложенной в [1].

Нагрузка каждого фидера складывается из нагрузки промышленных предприятий, сельскохозяйственной и коммунально-бытовой. Максимум промышленной нагрузки приходится на утренние часы, а сельскохозяйственной и коммунально-бытовой – на вечерние.

Трансформаторная мощность для питания тяговой нагрузки:

$$S_T = \frac{11000}{0,98} = 11224,49 \text{ кВА.}$$

Трансформаторная мощность для питания фидеров НТП в РУ 6 кВ.  
Фидер 1:

$$S_{M.П} = \frac{0,53}{0,9} \cdot 1500 = 883,33 \text{ кВА}; \quad S_{M.СК} = \frac{0,61}{0,9} \cdot 700 = 474,44 \text{ кВА};$$

$$S_{M6/1}^{\cdot} = \left(1 + \frac{1+6}{100}\right) \cdot (883,33 + 0,7 \cdot 474,44) = 1300,519 \text{ кВА};$$

$$S_{M6/1}^{\cdot\cdot} = \left(1 + \frac{1+6}{100}\right) \cdot (0,8 \cdot 883,33 + 474,44) = 1263,781 \text{ кВА};$$

$$\alpha_p = \frac{0,6 \cdot 883,33 + 0,6 \cdot 474,44}{1300,519} = 0,626;$$

$$S_{\Phi 6/1} = 0,5 \cdot 0,9 \cdot (1 + 0,626) \cdot 1300,519 = 951,589 \text{ кВА.}$$

Таблица 1.3 – Результаты расчета мощностей фидеров нетяговых потребителей РУ 35 и 6 кВ

№ фидера	$S_{M.П}$ , кВА	$S_{M.СК}$ , кВА	$S_M$ , кВА	$\alpha_p$	$S_{\Phi}$ , кВА	Сумма $S_{\Phi}$ , кВА
РУ 35 кВ						
1	1177,8	0	1260,2	0,56	885,1	1717,09
2	1177,8	0	1260,2	0,56	885,1	
РУ 6 кВ						
1	883,33	474,4	1300,52	0,626	951,6	4438,46
2	588,9	338,9	883,94	0,629	647,97	
3	412,2	203,3	593,37	0,622	433,1	
4	294,4	135,6	416,6	0,619	303,6	
5	706,7	677,8	1330,13	0,625	972,4	
6	1001,1	813,3	1727,22	0,63	1267,15	

Для остальных фидеров в распределительных устройствах 35 и 6 кВ расчёт производится аналогично.

Сумма мощностей всех фидеров нетяговых потребителей РУ 35 кВ:

$$S_{\Sigma 35} = 0,97 \cdot (885,1 + 885,1) = 1717,094 \text{ кВА.}$$

Сумма мощностей всех фидеров РУ 6 кВ:

$$S_{\Sigma 6} = 0,97 \cdot (951,589 + 647,971 + 433,104 + 303,564 + 972,358 + 1267,148) = 4438,462 \text{ кВА.}$$

Трансформаторная мощность для питания всего РУ 6 кВ:

$$S_{\Sigma 6} = 0,97 \cdot (11224,49 + 2 \cdot 400) + 4438,462 = 16102,217 \text{ кВА.}$$

Общая расчетная трансформаторная мощность тяговой подстанции:

$$S = 0,97 \cdot (1717,094 + 16102,217) = 17819,31 \text{ кВА.}$$

После произведенных расчетов мощностей фидеров на каждом распределительном устройстве, общей трансформаторной мощности тяговой подстанции, выбираем силовые трансформаторы.

### **1.3 Выбор силовых трансформаторов**

Выбор силовых трансформаторов тяговой подстанции будем производить по методике, изложенной в [1].

#### **1.3.1 Выбор головных понижающих трансформаторов**

Мощность понижающих трансформаторов выбирается из условия:

$$S_{ГТ} \geq S, \tag{1.1}$$

где  $S$  – расчетная трансформаторная мощность ТП;  
 $S_{ГТ}$  – номинальная мощность понижающего трансформатора.

$$S_{ГТ} \geq 17819,31 \text{ кВА.}$$

По условию (1.1) выбираем трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/110 У1.



### 1.3.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Количество ТСН, устанавливаемых на ТП, выбирается исходя из типа подстанции, а также с учетом ее загруженности. Проектируемая тяговая подстанция является тупиковой, поэтому, в соответствии с литературой [1] необходимо установить два трансформатора собственных нужд.

Выбираем трансформатор ТСЗ-400/10УЗ.

### 1.3.3 Выбор преобразовательных трансформаторов

Последовательность выбора преобразовательных трансформаторов, изложена в литературе [1].

Выберем число и тип преобразовательных трансформаторов. Мощность на тягу  $P_T = 11000$  кВт, преобразовательный трансформатор питается от РУ 6 кВ.

На исходной тупиковой тяговой подстанции установим 12 - пульсовые преобразовательный агрегат В-МПЕ-Д-3,15к-3,3к -  $I_{дн} = 3150$  А,  $U_{дн} = 3,3$  кВ.

Определение числа преобразовательных агрегатов:

$$I_{дтп} = \frac{11000}{3,3} = 3333,33 \text{ А}; N_{в\text{расч}} = \frac{3333,33}{3150} = 1,058 \approx 2 \text{ шт.}$$

К основным преобразователям принимается один резервный, поэтому общее количество выпрямительных агрегатов  $N_B = 3$  шт.

Исходя из вышеприведенных расчетов, для преобразовательных агрегатов произведен выбор тяговых трансформаторов типа ТРСЗП-12500/6 ЖУХЛ1. Число тяговых трансформаторов соответствует числу преобразовательных агрегатов, т.е. – 3 шт.

Результаты выбора трансформаторов с их параметрами приведены в таблице 1.4 и представлены на рисунке А.2.

### 1.3.4 Оформление результатов выбора трансформаторов

Таблица 1.4 – Электрические параметры выбранных трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт		$U_k, \%$			$i_0,$ %	Схема и группа соединения
		$U_{вн}$	$U_{сн}$	$U_{нн}$	$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$	$U_k$ в-с	$U_k$ в-н	$U_k$ с-н		
ТДТН-25000/110 У1	25	115	38,5	6,6	36	145	10,5	17	6	1	У <sub>н</sub> /У <sub>н</sub> /Д-0-11
ТСЗ-400/10 УЗ	0,4	6	-	0,4	0,97	4,4	6			0,6	Д/У <sub>н</sub> -11
ТРСЗП-12500/6 Ж УХЛ1	11,4	6,3	-	1,3	13,8	57	8,2			0,15	Д/ДУ-0-11

## 1.4 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов короткого замыкания на расчетной тяговой подстанции выполним методом относительных единиц, изложенной в литературе [2].

Составим расчетную схему (рисунок А.3) на основании структурной схемы тяговой подстанции (рисунок А.1).

### 1.4.1 Составление и расчет схемы замещения

Составим схему замещения (рисунок А.4), на которой каждый элемент расчетной схемы заменяется индуктивным сопротивлением. Для расчета сопротивлений схемы замещения использован метод относительных единиц при  $S_B=1000$  МВА.

Расчет относительных сопротивлений элементов схемы замещения произведем по формулам, изложенной в методике [2].

Преобразование схемы замещения до точки К2 представлена на рисунке А.5.

Сопротивление энергосистемы  $X_{*BC}$ :

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,89 = 3563,33 \text{ МВА}; X_{*BC} = \frac{1000}{3563,33} = 0,281.$$

Найдем напряжение К3 высокой, средней и низкой сторон силового трехобмоточного трансформатора:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ \%}; U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ \%};$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%}.$$

Сопротивление головного трансформатора:

$$X_{*БТВ} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,3; X_{*БТС} = 0; X_{*БТН} = \frac{6,25 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 2,5.$$

Расчет результирующего сопротивления до точки К2:

$$X_{*БГТ} = X_{*БТВ} + X_{*БТС} = 4,3 + 0 = 4,3; X'_{*БГТ} = \frac{X_{*БГТ}}{2} = \frac{4,3}{2} = 2,15;$$

$$X_{*БРЕЗ1} = X_{*BC} + X'_{*БГТ} = 0,281 + 2,15 = 2,431.$$

Преобразование схемы замещения до точки К3 представлена на рисунке А.6.

Расчет результирующего сопротивления до точки К3:



$$X_{*БГТ} = X_{*БТВ} + X_{*БТН} = 4,3 + 2,5 = 6,8; \quad X'_{*БГТ} = \frac{X_{*БГТ}}{2} = \frac{6,8}{2} = 3,4;$$

$$X_{*БРЕЗ2} = X_{*БС} + X'_{*БГТ} = 0,281 + 3,4 = 3,681.$$

Преобразование схемы замещения до точки К4 представлена на рисунке А.7.

Расчет сопротивлений ТСН:

$$Z_{*БТСН} = \frac{6 \cdot 1000}{100 \cdot 0,4} = 150; \quad R_{БТСН} = \frac{4,4 \cdot 1000}{400 \cdot 0,4} = 27,5; \quad X_{*ТСН} = \sqrt{150^2 - 27,5^2} = 147,458.$$

Расчет результирующего сопротивления:

$$X'_{*ТСН} = \frac{X_{*ТСН}}{2} = \frac{147,458}{2} = 73,729; \quad R'_{БТСН} = \frac{R_{БТСН}}{2} = \frac{27,5}{2} = 13,75;$$

$$X_{*БРЕЗ3} = X_{*БРЕЗ2} + X'_{*ТСН} = 3,681 + 73,729 = 77,41;$$

$$Z = \sqrt{X_{*БРЕЗ3}^2 + R_{БТСН}^2} = \sqrt{77,41^2 - 13,75^2} = 78,622.$$

#### 1.4.2 Расчет токов трехфазного симметричного КЗ

Так как в расчетах система неограниченной мощности, то периодический ток короткого замыкания в нулевой момент времени равен периодическому току в любой момент времени.

**Ток КЗ в точке К1:**

$$I_{КЗ1} = 17,89 \text{ кА};$$

$$\text{Мощность КЗ} - S_{КЗ1} = 3563,33 \text{ МВА};$$

$$\text{Ударный ток КЗ} - i_{у1} = 2,55 \cdot 17,89 = 44,725 \text{ кА}.$$

**Ток КЗ в точке К2:**

$$I_{Б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ2} = I_{ПО2} = I_{П2} = \frac{15,6}{2,431} = 6,417 \text{ кА};$$

$$\text{Мощность КЗ} - S_{КЗ2} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,417 = 411,227 \text{ МВА};$$

$$\text{Ударный ток КЗ} - i_{у2} = 2,55 \cdot 6,417 = 16,363 \text{ кА}.$$

**Ток КЗ в точке К3:**

$$I_{Б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,646 \text{ кА};$$

$$I_{K33} = I_{П03} = I_{Пr3} = \frac{91,646}{3,681} = 24,897 \text{ кА};$$

Мощность КЗ –  $S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 24,897 = 271,666 \text{ МВА};$

Ударный ток КЗ –  $i_{y3} = 2,55 \cdot 24,897 = 63,487 \text{ кА}.$

**Ток КЗ в точке К4:**

$$I_{Б4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,418 \text{ кА};$$

$$I_{K34} = I_{П04} = I_{Пr4} = \frac{1443,418}{78,622} = 18,359 \text{ кА};$$

Мощность КЗ –  $S_{K34} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 18,359 = 12,719 \text{ МВА};$

Ударный ток КЗ –  $i_{y4} = 2,55 \cdot 18,359 = 46,815 \text{ кА}.$

**Ток КЗ на шинах тяговой подстанции постоянного тока 3,3 кВ в точке К5:**

$$I_{KMAX} = \frac{1,1 \cdot 3,15 \cdot 2}{\frac{8,2}{100} + \frac{2 \cdot 11,4}{271,666}} = 41,747 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ на шинах постоянного тока -  $S_{K35} = 3,3 \cdot 41,747 = 137,765 \text{ МВА}$

Расчеты сведем в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты расчетов токов КЗ на расчетной тяговой подстанции

№	Точка КЗ ( $U_{CP}$ , кВ)	$X(Z)$ *БРЭЗ, о.е.	$I_{K3}$ , кА	$S_{K3}$ , МВА	$i_{уд}$ , кА
1	К1 (115 кВ)	0,281	17,89	3563,33	44,725
2	К2 (37 кВ)	2,431	6,417	411,227	16,363
3	К3 (6,3 кВ)	3,681	24,897	271,666	63,487
4	К4 (0,4 кВ)	78,622	18,359	12,719	46,815
5	К5 (3,3 кВ)	-	41,747	137,765	-

## 1.5 Расчет максимальных рабочих токов

Расчет максимальных рабочих токов исходной тяговой подстанции в РУ переменного и постоянного тока производится по методике, изложенной в литературе [3].



### 1.5.1 Расчет максимальных рабочих токов в РУ переменного тока

В качестве примера расчет максимального рабочего тока для переменного тока определим в РУ 110 кВ, а именно на участке присоединения понизительного трансформатора и вводов.

Максимальная мощность, передаваемая на данном участке:

$$S_{MAX} = S_{ТП}, \quad (1.2)$$

где  $S_{ТП}$  – мощность тяговой подстанции, которая определяется наибольшим числовым значением.

$$S_{ТП} = \max\{S_{ГТ}; S\}, \quad (1.3)$$

где  $S_{ГТ}$  – номинальная мощность одного головного понижающего трансформатора проектируемой тяговой подстанции;

$S$  – расчетная трансформаторная мощность проектируемой тяговой подстанции.

$$S_{ТП} = \max\{S_{ГТ}; S\} = \max\{25000; 18363,61\} = 25000 \text{ кВА};$$

$$I_{P_{MAX}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А.}$$

Для остальных распределительных устройств переменного тока расчеты аналогичны. Результаты расчетов представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Максимальные мощности и токи в элементах РУ переменного тока

Элемент РУ	Выражение для нахождения, $S_{MAX}$	Значение мощности $S_{MAX}$ , кВА	Ток, $I_{P_{MAX}}$ А
1	2	3	4
<b>РУ 110 кВ питающего напряжения тупиковой тяговой подстанции</b>			
Ввод 1 и ввод 2	$S_{ТП}$	25000	131,2
Участок присоединения понизительного трансформатора	$S_{ТП}$	25000	131,2
<b>РУ 35 кВ</b>			
Ввод и сборные шины	$S_{\Sigma 35}$	1717,1	28,3
Фидера нетяговых потребителей:			
№1	$S_{\Phi 35/1}$	885,1	14,6
№1	$S_{\Phi 35/2}$	885,1	14,6
<b>РУ 6 кВ</b>			
Ввод и сборные шины	$S_{\Sigma 6}$	16102,2	1549,5
Фидера нетяговых потребителей:			

## Окончание таблицы 1.6

1	2	3	4
№1	$S_{Ф6/1}$	951,6	91,6
№2	$S_{Ф6/2}$	647,9	62,4
№3	$S_{Ф6/3}$	433,1	41,7
№4	$S_{Ф6/4}$	303,6	29,2
№5	$S_{Ф6/5}$	972,4	93,6
№6	$S_{Ф6/6}$	1267,2	121,9
Участок присоединения ТСН	$S_{ТСН}$	400	38,5
Участок присоединения тягового трансформатора	$S_{IH}$	11400	1096,9

### 1.5.2 Расчет максимальных рабочих токов в РУ постоянного тока

Расчет максимальных рабочих токов в РУ-3,3 кВ постоянного тока может быть выполнен в соответствии с таблицей 1.7.

Таблица 1.7 – Максимальные рабочие токи в элементах РУ постоянного тока

Элемент РУ	Ток $I_{PMAH}$
Участок присоединения преобразователя	$I_{2H}$
Ввод	$I_{дH}$
Сборные шины	$\max ( I_{дТП} ; I_{дH} )$
Фидер контактной сети	$\max ( 2I_{дТП} / 3 ; 2I_{дH} / 3 )$
Отсасывающий провод контактной сети	$\max ( I_{дТП} ; I_{дH} )$

В таблице 1.7 обозначено:

$I_{2H}$  – номинальный ток вентиляльной обмотки преобразовательного трансформатора;

$I_{дH}$  – номинальный ток преобразователя;

$I_{дТП}$  – заданный выпрямленный ток подстанции.

Таблица 1.8 – Максимальные рабочие токи РУ 3,3 кВ

Участок присоединения преобразователя	2610 А
Вводы	3150 А
Сборные шины	3333,33 А
Фидер контактной сети	2222,22 А
Фидер обратного тока	3333,33 А

После выполнения расчетов максимальных рабочих токов, нарисуем упрощенную схему тяговой подстанции, указав на ней вводы, фидеры и сборные шины всех РУ. На схеме, приведенной на рисунке 1.8, через дробь указаны значения мощностей  $S_{MAH}$  и максимальных рабочих токов  $I_{PMAH}$ , протекающих по всем элементам подстанции (в числителе приведены  $S_{MAH}$ , а в знаменателе –  $I_{PMAH}$ ).



Схема опорной тяговой подстанции постоянного тока с указанными мощностями и токами приведена на рисунке А.8.

## 1.6 Выбор токоведущих частей

Выбор токоведущих частей (проводников) тяговой подстанции будем проводить по методике, изложенной в [3].

### 1.6.1 Выбор гибких проводников

На исходной тяговой подстанции распределительные устройства 110 и 35 кВ выполняются открытыми. Соединения между элементами открытого распределительного устройства (ОРУ) выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами круглого сечения марки АС.

Фидеры контактной сети и фидер обратного тока РУ 3,3 кВ выполняются гибкими алюминиевыми проводами марки А-150 или А-185.

Сечение проводов для ОРУ выбирается по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РМАХ}}, \quad (1.4)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – максимально допустимый ток проводника выбранного сечения;  
 $I_{\text{РМАХ}}$  – максимальный рабочий ток данного элемента РУ.

По условию механической прочности сечение проводов ОРУ принимаем не менее 50 мм<sup>2</sup>.

Кроме этого, по условию коронирования сечение проводов при напряжении 110 кВ должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup>.

Выбранные сечения проводов вводов питающего напряжения подстанции и фидеров НТП проверяем по экономической плотности тока.

Сечения проводов данных присоединений выбираем из соотношения:

$$S = \frac{I_{\text{РМАХ}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (1.5)$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока.

В качестве примера расчет произведем для ОРУ 110 кВ, а именно для ввода 1 и ввода 2.

$I_{\text{РМАХ}} = 131,22$  А. По условию (1.4) выбираем провод АС-25 с  $I_{\text{доп}} = 142$  А. По условию механической прочности выбираем провод АС-50, а по условию коронирования - АС-70. По экономической плотности тока сечение должно быть равно:

$$S = \frac{131,22}{1,3} = 100,94 \text{ мм}^2.$$

По экономической плотности тока выбираем провод АС-120 с  $I_{\text{доп}} = 390$  А.

Окончательно для ввода 1 и ввода 2 ОРУ 110 кВ принимаем провод АС-120 с  $I_{\text{доп}} = 390$  А.

Аналогичным является выбор гибких токоведущих частей и для других ОРУ. Результаты выбора гибких проводников сводим в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты выбора гибких проводников

Элемент РУ	По $I_{P \text{ MAX}}$	По механической прочности	По коронированию	По экономической плотности тока	Окончательное сечение
<b>110 кВ</b>					
Ввода и сборные шины	АС-25	АС-50	АС-70	АС-120	АС-120
Участок присоединения трансформатора	АС-25	АС-50	АС-70	-	АС-70
<b>35 кВ</b>					
Ввод и сборные шины	АС-10	АС-50	-	-	АС-50
1-й фидер НТП	АС-10	АС-50	-	АС-16	АС-50
2-й фидер НТП	АС-10	АС-50	-	АС-16	АС-50
<b>3,3 кВ</b>					
ФКС	5xA-185	-	-	-	5xA-185
ФОТ	7xA-185	-	-	-	7xA-185

### 1.6.2 Выбор жестких проводников

Алюминиевые проводники прямоугольного сечения для ЗРУ выбираются по условию в литературе, изложенной в [3].

Жесткие токоведущие части проверяются на электродинамическую и электротермическую стойкости.

Проведем методику проверки на электродинамическую стойкость трехфазных однополосных жестких проводников.

В качестве примера выберем жесткий проводник для ввода и сборных шин в РУ 6 кВ.  $I_{P \text{ MAX}} = 1549,5$  А при ударном токе КЗ  $i_{\text{уд}} = 63,487$  кА.

По условию (2.1) из таблицы А.2 [3] выбираем однополосный алюминиевый проводник АДО-100x8 ( $h = 100$  мм,  $b = 8$  мм). При расположении «на ребро»  $I_{\text{доп}} = 1625$  А. Примем, что  $l = 1$  м,  $a = 0,28$  м, тогда:

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot 63,487^2 \cdot 1}{100 \cdot 0,28} = 249,321 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$



Для этого же проводника, расположенного «на ребро», момент сопротивления равен:

$$W = \frac{8^2 \cdot 100}{6} = 1066,67 \text{ мм}^3.$$

Наибольшее расчетное напряжение в материале проводника составляет:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \frac{249,321}{1066,67} \cdot 10^3 = 233,52 \text{ МПа.}$$

( $\sigma_{\text{РАСЧ}} = 233,52 \text{ МПа}$ ) > ( $\sigma = 65 \text{ МПа}$ ) – проводники выбранного сечения не проходят на электродинамическую устойчивость.

Значит, располагаем этот проводник «плашмя», при этом допустимы ток будет равен:

$$I'_{\text{ДОП}} = 0,92 \cdot 1625 = 1495 \text{ А.}$$

Этот ток меньше, чем  $I_{\text{РМАХ}}$ , следовательно, выбираем проводник АДО-100x10 с  $I_{\text{ДОП}} = 1820 \text{ А}$ , при расположении «плашмя»  $I_{\text{ДОП}} = 1674,4 \text{ А}$ . Произведем расчет этого проводника, при расположении «плашмя».

Момент сопротивления равен:

$$W = \frac{10 \cdot 100^2}{6} = 16666,667 \text{ мм}^3.$$

Наибольшее расчетное сопротивление:

$$\sigma_{\text{РАСЧ}} = \frac{249,321}{16666,667} \cdot 10^3 = 14,959 \text{ МПа.}$$

( $\sigma_{\text{РАСЧ}} = 14,959 \text{ МПа}$ ) < ( $\sigma = 65 \text{ МПа}$ ) – проводники выбранного сечения проходят на электродинамическую устойчивость.

Дальнейшие расчеты аналогичны. Результаты расчетов приведены в таблице 1.10.

Сделаем проверку данного жесткого проводника на термическую стойкость. Ток КЗ в данном РУ 6 кВ равен,  $I_{\text{КЗ}} = 24,897 \text{ кА}$ .

Рассчитываем сечение  $q_{\text{В}}$  выбранных проводников по формуле (2.15) в литературе [3]:

$$q_{\text{В}} = 10 \cdot 100 = 1000 \text{ мм}^2.$$

Определяем полный тепловой импульс  $B_{\text{К}}$  тока КЗ:

$$B_{\text{К}} = 24987^2 \cdot (1,5 + 0,1 + 0,05 + 0,05) = 1061 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Находим минимальное сечение шин, которые могут выдержать термическое действие токов КЗ:

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{1061 \cdot 10^6}}{90} = 361,99 \text{ мм}^2.$$

Так как  $q_B > q_{MIN}$ , то проводники АДО-100х10 в данном случае будут термически устойчивы.

Остальные проводники ЗРУ 6 кВ и 3,3 кВ выбираются аналогично. Результаты выбора жестких алюминиевых проводников ЗРУ 6 кВ и 3,3 кВ сведем в таблицу 1.10.

Таблица 1.10 – Результаты выбора жестких проводников.

Элемент РУ	По $I_{PMAH}$	По электродинамической стойкости («плашмя»)	По термической стойкости	Выбранный проводник
<b>6 кВ</b>				
Ввод и сборные шины	100х8	100х10	100х10	100х10
Фидера НТП (Ф1-Ф6)	15х3	80х6	80х6	80х6
Участок присоединения ТСН	15х3	80х6	80х6	80х6
Участок присоединения тягового трансформатора	80х6	80х8	80х8	80х8
<b>3,3 кВ</b>				
Ввод	100х10	–	–	100х10
Сборные шины	100х10	-	-	100х10
Участок присоединения преобразователя	100х10	–	–	100х10

В качестве токоведущих частей в РУ постоянного тока 3,3 кВ также используют шины марки АДО.

Токоведущие части 3,3 кВ, на электродинамическую и термическую стойкости не проверяются, потому что защищены быстродействующими выключателями.

Все расчеты и выбор токоведущих частей представлены на рисунке А.9.

## 1.7 Выбор изоляторов

Изоляторы на исходной тяговой подстанции выбираются по литературе, использованной [3].

### 1.7.1 Выбор изоляторов для ОРУ

Сталеалюминевые провода открытых РУ 110 кВ, РУ 35 кВ подвешиваются на одинарных гирляндах, составленных из подвесных изоляторов. Для РУ 110 кВ выберем подвесной полимерный изолятор типа ЛК-120/110-III УХЛ1, а для РУ 35 кВ выберем подвесной изолятор - ЛК-70/35-III УХЛ1. ЛК – линейный кремнийорганический изолятор; 120 кН (70 кН) – минимальная механическая разрушающая сила при растяжении; 110 кВ (35 кВ) – номинальное напряжение.

Изоляторы подвесные на коронирование, электродинамическую и термическую устойчивость не проверяются.

### 1.7.2 Выбор изоляторов в ЗРУ переменного тока

Токоведущие части ЗРУ (жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения) крепятся на опорных изоляторах типа ИО.

Выбираем опорные изоляторы по условию, изложенной в [3].

Опорные изоляторы ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводам ударного тока КЗ.

Выберем опорный изолятор для ЗРУ 6 кВ. Жесткие проводники АДО-100х10 расположены «плашмя». Ударный ток КЗ  $i_{уд} = 63,487$  кА.

Примем, что  $l = 1,1$  м,  $a = 0,28$  м,  $k_H = 1$ . Выбираем опорный изолятор ИОСК-10-8 УХЛ2.

Сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ равна:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 63,487^2 \cdot 1,1}{10 \cdot 0,28} = 2,743 \text{ кН.}$$

Условие (3.2) в [3]:  $2,743 \text{ кН} < 0,6 \cdot 8 \text{ кН}$ , т.е.  $2,743 \text{ кН} < 4,8 \text{ кН}$  соблюдается. Поэтому для вводов в ЗРУ 6 кВ окончательно выбираем опорный изолятор ИОСК-10-8 УХЛ2.

Для проведения токоведущих частей сквозь стены и перекрытия зданий служат проходные изоляторы типа ИП.

Выбор проходных изоляторов производится по условиям, изложенной в [3].



Проходные изоляторы ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую стойкость, т.е. на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока КЗ.

Выберем проходные изоляторы для ЗРУ 6 кВ.

Для участка присоединения тяговых трансформаторов, где  $I_{P_{MAX}} = 1096,9$  А, выберем изолятор ИПУ-10/1600-12500 УХЛ1 ( $U_H=10$  кВ,  $I_H=1600$  А,  $F_{РАЗР}=12,5$  кН).

$$F_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 63,487^2 \cdot 1,1}{10 \cdot 0,28} = 2,743 \text{ кН.}$$

$2,743 \leq 1,2 \cdot 12,5 = 15$  кН соблюдается. Поэтому для ЗРУ 6 кВ окончательно выбираем проходной изолятор ИПУ-10/1600-12500 УХЛ1.

Дальнейшие расчеты аналогичны. Результаты расчетов приведены в таблице 1.11, а также изображены на рисунке А.10.

### 1.7.3 Выбор изоляторов в ЗРУ постоянного тока

В качестве опорных в РУ 3,3 кВ применяются изоляторы типа ИО.

В качестве проходных в РУ 3,3 кВ применяются изоляторы типа ИП.

Так как токоведущие части ЗРУ постоянного тока защищены быстродействующими выключателями, то на электродинамическую стойкость опорные и проходные изоляторы они не проверяются.

Таблица 1.11 – Результаты выбора изоляторов

Элемент РУ	Изоляторы
Ввод и перемычка 110 кВ	ЛК-120/110-III УХЛ1
Ввод 35 кВ	ЛК-70/35-III УХЛ1
Ввод 6 кВ	ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ1
Сборные шины 6 кВ	ИОСК-10-8 УХЛ2
Участок присоединения тягового трансформатора	ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1
Участок присоединения фидеров НТП №1 - №6	ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1
Участок присоединения преобразователя 3,3 кВ	ИППУ-10/3150-12,5
Фидер КС 3,3 кВ	ИППУ-10/3150-12,5
Фидер обратного тока 3,3 кВ	ИППУ-10/4000-12,5

## 1.8 Выбор коммутационной аппаратуры

Выбор коммутационной аппаратуры (разъединителей и выключателей) расчетной тяговой подстанции будем проводить по методике, изложенной в [3].

### 1.8.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, служащий для коммутации электрической цепи при холостом ходе, при нагрузках и при коротком замыкании.

Высоковольтные выключатели проверяются на отключающую способность, а также на термическую и электродинамическую стойкость.

При проверке выключателя на отключающую способность по номинальному току отключения должно соблюдаться условие на возможность отключения периодического тока.

Выбираем коммутационный аппарат, а именно выключатель переменного тока для присоединения понизительного трансформатора РУ 110 кВ тупиковой тяговой подстанции. Периодический ток КЗ в нулевой момент  $I_{\text{по}}$  равен току КЗ на шинах 110 кВ, т.е.  $I_{\text{к}} = 17,89$  кА, ударный ток КЗ  $i_{\text{уд}} = 44,725$  кА, максимальный рабочий ток  $I_{\text{р max}} = 131,22$  А. Напряжение  $U_{\text{уст}}$  в данном распределительном устройстве составляет 110 кВ.

Выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110-40/2500 У1:  $U_{\text{н}} = 110$  кВ,  $I_{\text{н}} = 2500$  А,  $t_{\text{св}} = 0,035$  с,  $I_{\text{н откл}} = 40$  кА,  $\beta_{\text{н}} = 40\%$ ,  $i_{\text{max}} = 102$  кА,  $I_{\text{т}} = 40$  кА,  $t_{\text{т}} = 3$  с.

Находим момент отключения выключателя:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Определяем апериодический ток КЗ в момент отключения  $\tau$  и номинально допускаемое значение апериодического тока КЗ выключателя в момент  $\tau$ :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 17,89 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,29 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ан}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,56 \text{ кА.}$$

$i_{\text{ат}} < i_{\text{ан}}$ , условие выполняется.

Определяем полный тепловой импульс:

$$V_{\text{к}} = 17,89^2 \cdot (1,5 + 0,035 + 0,05 + 0,05) = 521,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимое значение теплового импульса для выбранного выключателя равно:

$$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие  $B_K < I_T^2 \cdot t_T$  выполняется.

Так как все вышеприведенные условия выполняются, то для установки в РУ 110 кВ выбираем выключатель ВГТ-110-40/2500 У1.

Аналогичным образом выбираем выключатели для остальных элементов всех РУ исходной тяговой подстанции и заносим в таблицу 1.12.

Произведем выбор коммутационного аппарата, выключателя на постоянном токе, в РУ 3,3 кВ.

Основными аппаратами, осуществляющими коммутацию в РУ постоянного тока, являются быстродействующие выключатели (БВ). Они сочетают в себе следующие функции: разрывающих цепь постоянного тока, и мгновенных максимальных токовых защит. БВ выбираются по номинальному напряжению и максимальному рабочему току.

Быстродействующие выключатели постоянного тока на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются.

Выбранные выключатели в РУ 3,3 кВ приведены в таблице 1.13.

На рисунке А.11 изображены выбранные коммутационные аппараты для исходной тяговой подстанции.



Таблица 1.12 – Результаты выбора выключателей на переменном токе

РУ	Место установки	$\frac{U_{уст.}}{U_H}$ , кВ	$\frac{I_{PMAХ}}{I_H}$ , А	Тип выключателя	$t_{CB}$ , с	$\tau$ , с	$I_{по}$ , кА	$\frac{I_{пр}}{I_{H\text{откл}}}$ , кА	$\frac{i_{ат.}}{i_{аН}}$ , кА	$\frac{i_{уд.}}{i_{МАХ}}$ , кА	$\frac{B_{к.}}{I^2_{Т} \cdot t_T}$ , кА <sup>2</sup> ·с	Тип привода
110	Присоединение понижительного тр-ра	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,2}{2500}$	ВГТ-110- 40/2500 У1	0,035	0,045	17,89	$\frac{17,89}{40}$	$\frac{10,29}{22,56}$	$\frac{44,725}{102}$	$\frac{521,68}{4800}$	ППрК- 1800
35	Ввод	$\frac{35}{35}$	$\frac{28,3}{630}$	ВГБЭ-35П- 12,5/630УХЛ1	0,04	0,05	6,417	$\frac{6,417}{12,5}$	$\frac{3,34}{5,64}$	$\frac{16,363}{32}$	$\frac{67,94}{468,75}$	ПЭМ-1,2
	Фидера №1 и №2	$\frac{35}{35}$	$\frac{14,6}{630}$	ВГБЭ-35П- 12,5/630УХЛ1	0,04	0,05	6,417	$\frac{6,417}{12,5}$	$\frac{3,34}{5,64}$	$\frac{16,363}{32}$	$\frac{67,94}{468,75}$	ПЭМ-1,2
6	Ввод и сборные шины	$\frac{6}{10}$	$\frac{1549,5}{1600}$	ВБКЭ-10- 31,5/1600 У3	0,06	0,07	24,897	$\frac{24,897}{31,5}$	$\frac{8,78}{17,78}$	$\frac{63,487}{82}$	$\frac{1028,97}{2976,75}$	ПБ-1
	Фидера №1 - №6	$\frac{6}{10}$	$\frac{121,9}{1000}$	ВБКЭ-10- 25/1000 У3	0,06	0,07	24,897	$\frac{24,897}{25}$	$\frac{8,78}{14,1}$	$\frac{63,487}{64}$	$\frac{1028,97}{1875}$	ПБ-1
	ТСН	$\frac{6}{10}$	$\frac{38,49}{630}$	ВБКЭ-10- 25/1000 У3	0,06	0,07	24,897	$\frac{24,897}{25}$	$\frac{8,78}{14,1}$	$\frac{63,487}{64}$	$\frac{1028,97}{1875}$	ПБ-1
	Тяговый трансформатор	$\frac{6}{10}$	$\frac{1096,9}{1600}$	ВБКЭ-10- 31,5/1600 У3	0,06	0,07	24,897	$\frac{24,897}{31,5}$	$\frac{8,78}{17,78}$	$\frac{63,487}{82}$	$\frac{1028,97}{2976,75}$	ПБ-1

Таблица 1.13 – Результаты выбора выключателей на постоянном токе

РУ	Место установки	$\frac{U_{уст},}{U_H}$ , кВ	$\frac{I_{рМАХ},}{I_H}$ , А	Тип выключателя	$I_{уст}$ , А	$I_{откл}$ , кА	$t_{откл}$ , с
3,3	ФКС	$\frac{3,3}{3,3}$	$\frac{2222,2}{4000}$	ВАБ-206-4000/30-Л	1500-5000	15-35	0,02-0,05

## 1.8.2 Выбор разъединителей

Разъединители – это коммутационный аппарат, служащий для обеспечения видимого разрыва цепи в РУ тяговых и трансформаторных подстанций. В РУ 110, РУ 35, 6 кВ применяются коммутационные аппараты - разъединители наружной установки.

Закрытые РУ переменного тока (РУ 6 кВ) обычно выполняются выкатными ячейками и поэтому не требуют применения разъединителей. Исключение составляют только вводы ЗРУ, в которых на открытой части подстанции устанавливают разъединители наружной установки.

Разъединители проверяются на электродинамическую и термическую стойкость.

Выберем разъединитель наружной установка ввода РУ 110 кВ ( $U_{уст} = 110$  кВ,  $I_{рМАХ} = 131,22$  А,  $i_{уд} = 44,725$  кА) - *SGF123n* П-100У1:  $U_H = 110$  кВ,  $I_H = 1600$  А,  $i_{МАХ} = 100$  кА,  $I_T = 40$  кА,  $t_T = 3$  с с приводом НА 31-80.

Определяем полный тепловой импульс:

$$B_k = 17,89^2 \cdot (1,5 + 0,03 + 0,05 + 0,05) = 521,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимое значение теплового импульса для выбранного разъединителя равно:

$$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Рассчитанные величины во всех случаях меньше паспортных значений выбранного типа разъединителя. Выбираем разъединитель *SGF123n* П-100У1. Аналогичным образом выбираем разъединители для остальных элементов всех РУ тяговой подстанции, выбранные разъединители заносим в таблицу 1.14.

Таблица 1.14 – Результаты выбора разъединителей

РУ	Место установки	$\frac{U_{уст.}}{U_N}$ , кВ	$\frac{I_{рмах.}}{I_N}$ , А	Тип разъедин ителя	$\frac{i_{уд.}}{i_{мах.}}$ , кА	$\frac{B_{к.}}{I^2_{Т·t_T}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	Тип привода
110	В1, В2 и сборные шины	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,2}{1600}$	SGF123n П-100У1	$\frac{44,7}{100}$	$\frac{521,68}{4800}$	НА 31- 80
	Участок присоединения трансформатора	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,2}{1600}$	SGF123n П-100У1	$\frac{44,7}{100}$	$\frac{521,68}{4800}$	НА 31- 80
35	Ввод (линейный)	$\frac{35}{35}$	$\frac{28,3}{1000}$	РДЗ- 35/1000 УХЛ1	$\frac{16,4}{50}$	$\frac{67,94}{1600}$	ПР-01-1- УХЛ1
	Фидера №1 и №2 (линейный)	$\frac{35}{35}$	$\frac{14,6}{1000}$	РДЗ- 35/1000 УХЛ1	$\frac{16,4}{50}$	$\frac{67,94}{1600}$	ПР-01-1- УХЛ1
	Фидера №1 и №2 (шинный)	$\frac{35}{35}$	$\frac{14,6}{1000}$	РДЗ- 35/1000 УХЛ1	$\frac{16,4}{50}$	$\frac{67,94}{1600}$	ПР-01-1- УХЛ1
6	Ввод 1 и ввод 2	$\frac{6}{35}$	$\frac{1549,5}{2000}$	РДЗ- 35/2000 УХЛ1	$\frac{63,5}{80}$	$\frac{1028,97}{2883}$	ПР-01-1- УХЛ1
3,3	ФКС	$\frac{3,3}{3,3}$	$\frac{2222,2}{3000}$	РКЖ- 3,3/3000	-	-	ПДЖ-1 УХЛ1

Разъединители РУ 3,3 кВ выбираются по условия, приведенным в методике [3]. Как и все остальное оборудование РУ 3,3 кВ на термическую и электродинамическую стойкость они не проверяются.

### 1.8.3 Выбор предохранителей

Предохранитель — это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Места установки предохранителей на тяговой подстанции и их типы приведены в таблице 1.15.



Таблица 1.15 – Места установки предохранителей на тяговой подстанции

РУ	Место установки	Тип предохранителя
6 кВ	Цепь питания трансформатора напряжения	ПКН001-10У3
3,3 кВ	Цепь замера $U_d$	ПКН001-10У3
	Цепь подключения помехозащитного конденсатора к катоду выпрямителя	ПКТ101-10-20-31,5У3
	Цепь подключения фидера контактной сети к испытателю короткого замыкания	ПКТ101-3-2-40У3
	Цепь подключения сглаживающего фильтра к шинам	ПКТ104-6-160-31,5У3

## 1.9 Выбор измерительных трансформаторов

### 1.9.1 Трансформаторы тока

Для измерения переменного тока на тяговых подстанциях применяют трансформаторы тока, назначение которых – уменьшить первичный ток до значений цепи измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Руководствоваться будем по методике изложенной [3].

Для примера выберем трансформатор тока на участке присоединения головного трансформатора РУ 110 кВ ( $U_{уст} = 110$  кВ,  $I_{рmax} = 131,2$  А,  $i_{уд} = 44,725$  кА) по условиям (4.1) и (4.2) в [3] выбираем трансформатор тока типа TG 145:  $U_H = 110$  кВ,  $I_{IH} = 300$  А,  $i_{max} = 80$  кА,  $I_T = 20$  кА,  $t_T = 3$  с.

Находим полный тепловой импульс:

$$B_K = 17,89^2 \cdot (1,5 + 0,1 + 0,05 + 0,05) = 544,089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Допустимое значение теплового импульса для выбранного трансформатора равно:

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, все рассчитанные величины во всех случаях меньше паспортных значений, следовательно, трансформатор тока TG 145 подходит для установки на вводы РУ 110 кВ.

Аналогичным образом выбираем трансформаторы тока для остальных элементов всех РУ тяговой подстанции, выбранные трансформаторы тока заносим в таблицу 1.16.

Таблица 1.16 – Результаты выбора трансформаторов тока

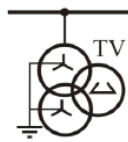
РУ	Место установки	$\frac{U_{уст.}}{U_H}$ , кВ	$\frac{I_{PMAХ},}{I_H}$ , А	Тип тр-ра	$\frac{i_{уд.}}{i_{МАХ}}$ , кА	$\frac{B_{к.}}{I^2_{Т} \cdot t_T}$ , кА <sup>2</sup> ·с
110	Участок присоединения головного трансформатора	$\frac{110}{110}$	$\frac{131,2}{300}$	TG 145	$\frac{44,7}{80}$	$\frac{544,089}{1200}$
35	Ввод	$\frac{35}{35}$	$\frac{28,324}{600}$	ТОЛ- 35	$\frac{16,3}{127}$	$\frac{70}{211,68}$
	Фидера НТП №1 и №2	$\frac{35}{35}$	$\frac{14,6}{600}$	ТОЛ- 35	$\frac{16,363}{127}$	$\frac{70}{211,68}$
6	Ввод и сборные шины	$\frac{6}{10}$	$\frac{1549,5}{2000}$	ТОЛ-10-1 У3	$\frac{63,5}{102}$	$\frac{1053,8}{4800}$
	Участок присоединения тягового трансформатора	$\frac{6}{10}$	$\frac{1096,9}{1200}$	ТОЛ-10-1 У3	$\frac{63,5}{102}$	$\frac{1053,8}{4800}$
	Фидера №1 - №6	$\frac{6}{10}$	$\frac{121,9}{300}$	ТОЛ-10-1 У3	$\frac{63,5}{81}$	$\frac{1053,8}{2976,75}$
	Участок присоединения ТСН	$\frac{6}{10}$	$\frac{38,5}{300}$	ТОЛ-10-1 У3	$\frac{63,5}{81}$	$\frac{1053,8}{2976,75}$

### 1.9.2 Трансформаторы напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим по условию, изложенной в методике [3]. Т.к. по трансформаторам напряжения не протекает ток силовой цепи, то проверки на электродинамическую и термическую стойкости для них не производятся.

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения сведем в таблицу 1.17.

Таблица 1.17 –Типы трансформаторов напряжения на тяговой подстанции

Место установки	Тип трансформатора напряжения	Схема соединения обмоток
Шины 110 кВ	3хСРА 123	
Шины 35 кВ	3хЗНОЛ-35УХЛ1	
Шины 6 кВ	3хЗНОЛ-10У3	

## 1.10 Выбор устройств защиты от перенапряжений

Для защиты оборудования распределительных устройств от волн, набегающих с линии электропередачи, и коммутационных перенапряжений применяют вентильные или трубчатые разрядники, или ограничители перенапряжений (ОПН).

Таблица 1.18 – Места установки и типы ограничителей перенапряжений.

РУ	Место установки	Тип ОПН
110	Нейтраль понижающего трансформатора	<i>EXLIM-R 072 AN 123</i>
35 кВ	Вводы	<i>MWK 41</i>
	Участок присоединения трансформатора напряжения	<i>MWK 41</i>
6 кВ	Вводы	<i>POLIM-D 14L</i>
	Участок присоединения трансформатора напряжения	<i>POLIM-D 14L</i>
3,3	ФКС	<i>POLIM-H 4,5DC</i>

## 1.11 Выбор различных устройств для РУ - 3,3 кВ

Произведем выбор различных устройств для РУ – 3,3 кВ по методике, изложенной в [3].

Установим на ввод – 75ШМС-МЗ-4000, на фидер контактной сети – 75ШМС-МЗ-3000, на обходной выключатель – 75ШМС-МЗ-3000, на фидер обратного тока – 75ШМС-МЗ-4000.

Выберем добавочный резистор  $R_d = 1$  МОм.

Для преобразователя В-МПЕ-Д-3,15к-3,3к (12) выберем однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство.

Установим УР-3 параллельно реактору сглаживающего устройства.

## 1.12 Расчет и выбор аккумуляторной батареи

### 1.12.1 Выбор аккумуляторной батареи

При выборе аккумуляторной батареи будем руководствоваться по литературе, использованной [3].

Определение количество элементов аккумуляторной батареи:

$$n = \frac{258}{2,23} = 115,7 \approx 116 \text{ шт.}$$

Выбор аккумуляторной батареи производят исходя из аварийного режима ее работы по двум параметрам: по емкости длительного 3-часового разряда и по току кратковременного 5-секундного.

На исходной тупиковой тяговой подстанции установлено выключателей переменного тока  $N_{\text{ПЕР}} = 20$  шт, катодных выключателей постоянного тока  $N_{\text{КАТ}} = 3$  шт, число фидерных выключателей постоянного тока  $N_{\text{ФИД}} = 5$  шт.

Ток, потребляемый лампами сигнализации положения выключателей переменного и постоянного тока

$$I_{\text{ЛС}} = 0,065 \cdot (20 + 3 + 3) = 1,69 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПОСТ}} = 1,69 + 6,5 + 10 = 18,19 \text{ А}.$$

Ток потребителей, подключаемых к аккумуляторной батарее в аварийном режиме:

$$I_{\text{АВ}} = 1,4 + 10 = 11,4 \text{ А}.$$

Расчетный ток длительного разряда аккумуляторной батареи:

$$I_{\text{ДЛ РАЗР}} = 18,19 + 11,4 = 29,59 \text{ А}.$$

Расчетная разрядная мощность аккумуляторной батареи длительного режима:

$$Q_{\text{РАСЧ}} = 29,59 \cdot 3 = 88,77 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

Ток батареи кратковременного разряда:

$$I_{\text{КР РАЗР}} = 29,59 + 122 = 151,59 \text{ А}.$$

По полученным результатам ( $Q_{\text{РАСЧ}} = 88,77 \text{ А}\cdot\text{ч}$ ;  $I_{\text{КР РАЗР}} = 151,59 \text{ А}$ ) выбирается аккумулятор *2EG215*.

### **1.12.2 Выбор подзарядного устройства**

Номинальное значение тока подзаряда:

$$I_{\text{Н ПОДЗ}} \geq 18,19 + 0,15 \cdot 1 = 18,34 \text{ А}.$$

Номинальное значение напряжения подзаряда:

$$U_{\text{Н ПОДЗ}} \geq 2,23 \cdot 116 = 258,68 \text{ В}.$$



По данным выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-260-80 с параметрами  $I_{Н\text{ ПОДЗ}} = 80 \text{ А}$ ,  $U_{Н\text{ ПОДЗ}} = 260 \text{ В}$ .

### 1.12.3 Выбор зарядного устройства

Номинальные значения тока  $I_{Н\text{ ЗАР}}$  и напряжения  $U_{Н\text{ ЗАР}}$  зарядного устройства должны удовлетворять условиям, изложенных в методике [3].

$$I_{Н\text{ ЗАР}} \geq 18,19 + 4 \cdot 1 = 22,19 \text{ А};$$

$$U_{Н\text{ ЗАР}} \geq 2,35 \cdot 116 = 272,6 \text{ В}.$$

По данным выбираем зарядное устройство типа ВАЗП-380-40 с параметрами  $I_{Н\text{ ЗАР}} = 40 \text{ А}$ ,  $U_{Н\text{ ЗАР}} = 380 \text{ В}$ .

## 1.13 Типы релейных защит, применяемых на тяговой подстанции

Виды релейных защит на модернизируемой тяговой подстанции приведены в приложении Б.

## 1.14 Результат модернизации тупиковой тяговой подстанции

При модернизации тупиковой тяговой подстанции была проведена замена оборудования во всех распределительных устройствах. В таблице 1.19 представлена замена оборудования до модернизации и после.

Таблица 1.19 – Результаты модернизации тяговой подстанции

Наименование оборудования	До модернизации	После модернизации
1	2	3
<b>РУ – 110 кВ</b>		
Головной понижающий трансформатор	ТДТНГ-15000/110	ТДТН-25000/110
Выключатель	ВМТ-110	ВГТ-110-40/2500
Разъединитель	РЛНД-2-110/600	SGF123nII-100/1600
Трансформатор тока	ТГФМ-110	TG 145
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	CPA 123
ОПН, разрядники	PBC-110	EXLIM-R 072 AN 123

Окончание таблицы 1.19

1	2	3
<b>РУ - 35 кВ</b>		
Выключатель	ВМД-35	ВГБЭ-35И-12,5/630
Разъединитель	РЛНД-35/1000 РЛНЗ-35/600 РОНЗ-35/600	РДЗ-35/1000 УХЛ1
Трансформатор тока	ТВД-35	ТОЛ-35
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	ЗНОЛ-35
ОПН, разрядники	РВС-35	<i>MWK 41</i>
<b>РУ - 6 кВ</b>		
Трансформатор собственных нужд	ТМ-320	ТСЗ-400
Преобразовательный трансформатор	ТМРУ-16000	ТРСЗП-12500/6 ЖУХЛ1
Выключатель	ВВПЭ-10 ВМГ-133 ВМПЭ-10	ВБКЭ-10-31,5/1600 УЗ
Разъединитель	РОНЗ-35/1000	РДЗ-35/2000 УХЛ1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 ТПЛ-10 ТШЛ-10	ТОЛ-10-1 УЗ
Трансформатор напряжения	НАМИ-6	ЗНОЛ-10
ОПН, разрядники	РВП-6	<i>POLIM-D 14L</i>
<b>РУ - 3,3 кВ</b>		
Преобразовательный агрегат	ПВЭ-3 на блоках БДС ВТПЕД-3,15к-3,3к	В-МПЕ-Д-3,15к-3,3к
Быстродействующий выключатель	2хВАБ-49-3000/3-Л	ВАБ-206-4000/30-Л
Разъединитель	РКС-3,3/3000	РКЖ-3,3/3000
ОПН, разрядники	РМБВ-3,3	<i>POLIM-H 4,5DC</i>
Разрядное устройство	УР-2	УР-3
Сглаживающее устройство	двухзвенное	однозвенное

## **2 Реконструкция распределительного устройства 3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции постоянного тока**

### **2.1 Назначение РУ 3,3 кВ**

В первом разделе была выполнена модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока. Заменено оборудование на более новые, что повышает надежность, быстродействие выключателей, простота конструкции коммутационных аппаратов, уменьшение габаритов и веса, менее шумная работа.

Распределительные устройства постоянного тока на напряжение 3,3 кВ (РУ 3,3 кВ) используются для питания тяговых сетей постоянного тока.

РУ 3,3 кВ служит для приема выпрямленного напряжения 3,3 кВ от преобразовательных агрегатов, передачи напряжения в тяговую сеть, организации плавки гололеда и профилактического подогрева проводов контактной сети, подключения сглаживающих устройств.

В этом разделе речь пойдет о реконструкции распределительного устройства 3,3 кВ. Будет произведено секционирование шин без обходной шины и выполнена на типовых ячейках типа КВ-3,3. Демонтаж реакторов типа РБФА-3,3, а также произведем выбор сглаживающего устройства на проектируемой тяговой подстанции.

### **2.2 Описание существующей конструкции РУ 3,3 кВ**

В настоящее время РУ 3,3 кВ постоянного тока (лист 1.5) выполнено с двумя основными шинами – рабочей, имеющей положительную полярность, и минусовой шиной, а также с запасной плюсовой шиной. На исходной тяговой подстанции плюсовые шины не секционируются. К рабочим шинам напряжение подается от трех преобразовательных агрегатов, двух В-МПЕ-Д-3,15к-3,3к и одного ВТПДЕ-Ж-3,15к-3,3к. Число фидеров контактной сети составляет пять штук. Также к рабочим шинам подключаются сглаживающее устройство через реактор РБФА-У-3,3-6500/5 мГн, которое существенно снижает по величине токи высших гармоник, возникающих в процессе выпрямления переменного тока. На плюсовую и минусовую шину установлен разъединитель РПГ-2000, служащий для плавки гололеда.

К минусовой шине подключается фидер обратного тока, который соединен с тяговым рельсом и предназначен для возвращения тягового тока на подстанцию.

Фидеры контактной сети получают питание через быстродействующие выключатели постоянного тока ВАБ-206-4000/30-Л и мачтовые разъединители РКЖ-3,3/3000. Для вывода в ремонт выключателей предусмотрено наличие обходных разъединителей РВР-10/2500 и

выключателя, напряжение на которые поступает через запасную шину. Каждый фидер контактной сети снабжается ограничителем перенапряжений *POLIM-H 4,5DC*, для ограничения волн атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Для замера постоянного тока в РУ 3,3 кВ применяются шунты типа 75ШМС-МЗ, а для замера постоянного напряжения в РУ 3,3 кВ применяются добавочные резисторы  $R_d$ , типа Р3033, которые включаются последовательно с предохранителем типа ПКТ и пробормом типа М1611.

### **2.3 Секционирование шин РУ 3,3 кВ**

В настоящее время на проектируемой тяговой подстанции РУ 3,3 кВ выполнено с обходной шиной и не секционируется (рисунок 2.1). При повреждении на шинах или какого-либо шинного разъединителя на этом РУ, отключается, выводится из строя все распределительное устройство 3,3 кВ. В связи с этим разделим РУ 3,3 кВ на секции и установим секционные разъединители.

Распределительное устройство 3,3 кВ состоит из трех секций. К первой и третьей секции присоединяются преобразовательные агрегаты и фидера контактной сети. Ко второй секции шин подключаются сглаживающее устройство, фидер обратного тока и обходной выключатель, который в дальнейшем ликвидируем его, заменив РУ 3,3 кВ на ячейки выкатного типа. Вторая секция должна работать как при включенных обоих секционных разъединителях, так и при работе самостоятельно первой и третьей секции при выводе в ремонт одной из них.

Секционирование РУ 3,3 кВ двумя разъединителями позволяет поочередно выводить в ремонт первую и третью секции без полного отключения РУ 3,3 кВ.

Произведем выбор секционных разъединителей по методике, изложенной [3].

Максимальный рабочий ток РУ 3,3 кВ,  $I_{рмах} = 3333,33$  А. Выбираем разъединитель РВРЗ-2-10/4000УЗ.

Изобразим на схеме процесс реконструкции РУ (рисунок 2.2) и опишем технологию произведения секционирования.

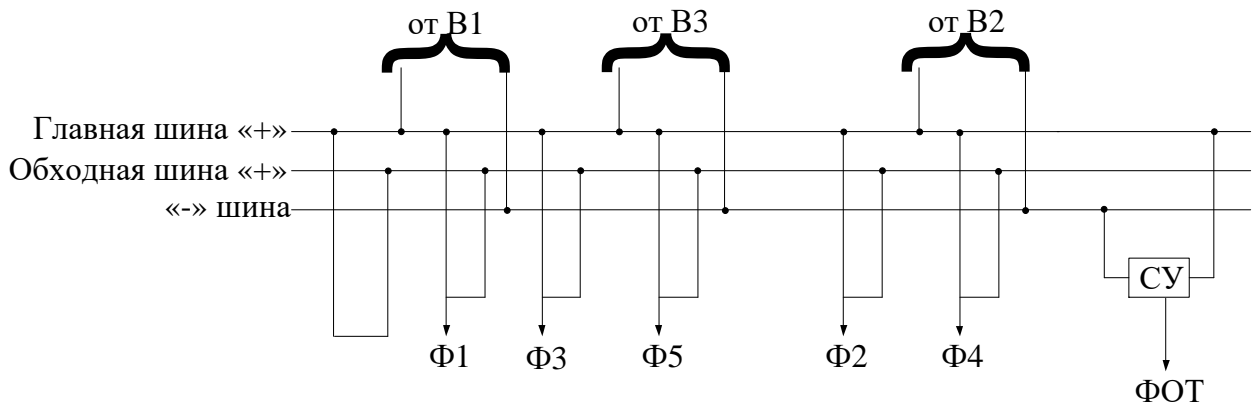


Рисунок 2.1 – Схема РУ 3,3 кВ до реконструкции

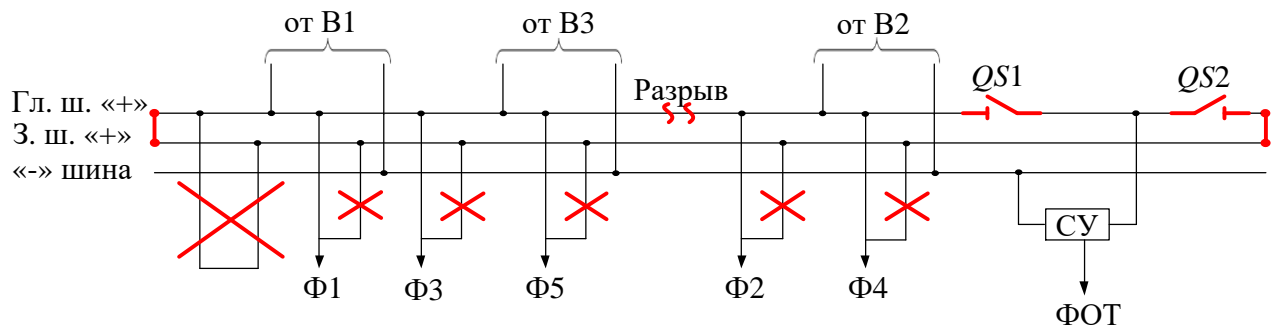


Рисунок 2.2 – Схема РУ 3,3 кВ в процессе реконструкции

На рисунке 2.2 красными линиями обозначено реконструкция РУ 3,3 кВ.

На главной плюсовой шине произведен разрыв, указанный на рисунке 2.2. Используя обходную шину, создаем три секции при двойной системе шин, для секционирования главной шины. Для того чтобы секционировать главную шину, соединяем ее с обходной шиной по краям системы сборных шин РУ 3,3 кВ. Далее произведем установку секционных разъединителей  $QS1$  и  $QS2$ . Затем демонтируем обходной выключатель и обходную шину с фидеров контактной сети.

В результате получаем распределительное устройство 3,3 кВ секционированное двумя разъединителями на три секции без обходной шины.

Схема РУ 3,3 кВ после реконструкции изображена на рисунке 2.3.

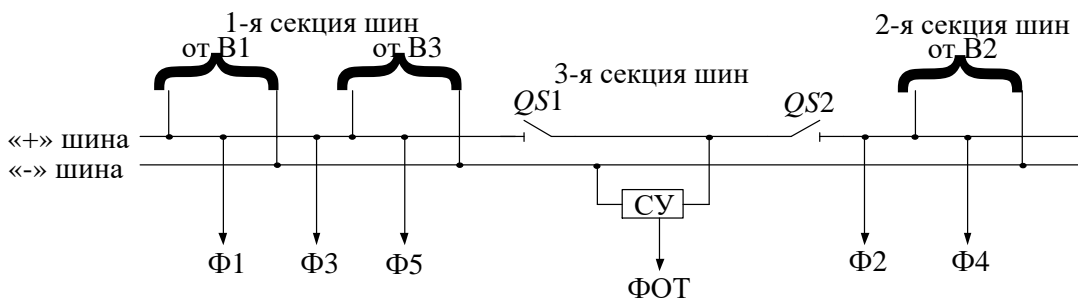


Рисунок 2.3 – Схема РУ 3,3кВ после реконструкции



СГЭС нового РУ 3,3 кВ изображена на листе 3.

## 2.4 Выполнение РУ 3,3 кВ на ячейках типа КВ-3,3

В настоящее время вновь проектируемых, реконструируемых тяговых подстанций постоянного тока без обходной шины применяются современные выключатели, например как ВАБ-206, *Gerapid* или аналогичные. Небольшие размеры таких выключателей позволяют установить их на выкатные тележки и существенно снизить габариты функциональных блоков и РУ 3,3 кВ в целом. Также ячейки комплектуются цифровыми устройствами защиты и автоматики фидеров ЦЗАФ-3,3, которые выполняют функции управления, защит, автоматики и сигнализации присоединений.

РУ 3,3 кВ без обходной шины на выкатных быстродействующих выключателях состоит из секционированной одинарной системы шин, разделенной на три секции. Каждая рабочая секция также имеет ввод от преобразователя, содержащий цепи для измерения постоянного тока и напряжения (амперметры *РА*, вольтметры *PV*). Отличие заключается в том, между выпрямителем и плюсовой шиной РУ нет катодного быстродействующего выключателя. В схеме без обходной шины роль катодного выключателя выполняют релейные защиты самого выпрямителя. Вывод в ремонт какого-либо фидерного выключателя в РУ 3,3 кВ без обходной шины осуществляется при помощи дополнительного быстродействующего выключателя *QFN*, расположенного на выкатной тележке и показанного в правой нижней части рисунка В.1. Последовательность действий следующая. Необходимо отключить выводимый в ремонт выключатель и выкатить тележку с ним в ремонтное положение. В освободившуюся ячейку следует вкатить тележку с дополнительным быстродействующим выключателем *QFN* в рабочее положение и включить *QFN*. После ремонта выключателя все операции повторяются в обратном порядке.

В качестве шинных разъединителей ввода используются разъединители с моторным приводом, например типа *STOL* или *STOR*.

Преимуществами применения ячеек типа КВ-3,3 кВ для строительства новых и реконструкции существующих РУ-3,3 кВ являются: снижение габаритных и весовых параметров функциональных блоков РУ-3,3 кВ, упрощение цепей блокировок, повышение степени безопасности персонала, снижение возможности ошибочных действий персонала.

### 2.4.1 Особенности конструкции ячеек выкатного типа КВ-3,3 кВ

Основой ячейки является несущий каркас (рисунок 2.4), который изготавливается из оцинкованной стали и используется в качестве внутреннего контура заземления ячейки. Конструктивно ячейка разделена на следующие отсеки: отсек выключателя (3), отсек вторичных цепей (2) и отсек

сборных шин и высоковольтных подключений (1). В отсеке выключателя располагается выкатной элемент (8), который представляет собой выкатную тележку с установленным на ней быстродействующим выключателем (7), моторным приводом выкатного элемента, концевыми выключателями.

Ячейки могут иметь следующие положения выкатного элемента: ремонтное, контрольное и рабочее положение.

Ремонтное положение выкатного элемента: выкатной элемент вне ячейки (выкачен), шторы закрыты, силовые цепи разомкнуты, вторичные цепи разомкнуты.

Контрольное положение выкатного элемента: выкатной элемент в ячейке и зафиксирован, шторы закрыты, силовые цепи разомкнуты, вторичные цепи замкнуты.

Рабочее положение выкатного элемента: выкатной элемент в ячейке и зафиксирован, шторы открыты, силовые цепи замкнуты, вторичные цепи замкнуты.

В отсеке вторичных цепей установлено низковольтное оборудование (блок защиты и автоматики, реле, автоматические выключатели, клеммы) для реализации цепей блокировок, сигнализации и управления ячейкой. В отсеке сборных шин и высоковольтных подключений расположены сборные шины, шунт, блок развязки. Ввод вторичных цепей в ячейку осуществляется сверху через кабельный провод (4). Перемещение выкатного элемента из контрольного в рабочее и обратно осуществляется при помощи моторного привода либо вручную. Механизм оборудован концевыми выключателями, сигнализирующими о нахождении выкатного элемента в рабочем или контрольном положениях, также осуществляется сигнализация при нахождении выкатного элемента в промежуточном положении на лицевой панели выкатного элемента (9). При ремонтном (выкаченном) положении выкатного элемента, конструкция ячеек обеспечивает безопасный доступ к оборудованию и узлам, предназначенным для периодического осмотра и проверки. Ячейки оборудованы автоматически закрывающимися шторками (10), препятствующими доступ к токоведущим частям при контрольном или ремонтном (выкаченном) положении выкатного элемента. На закрытых шторках предусмотрена возможность установки навесного замка. Конструкция ячеек одного типа исполнения обеспечивает взаимозаменяемость выкатных элементов.

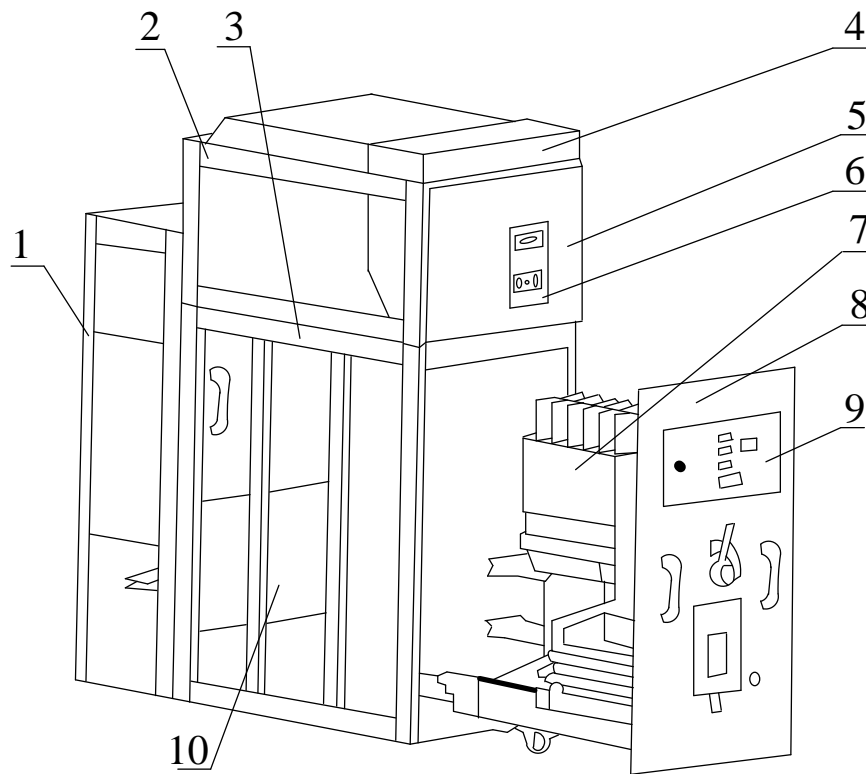


Рисунок 2.4 – Общий вид ячейки фидера контактной сети типа КВ-3,3

В настоящее время надежная конструкция современных вакуумных выключателей позволяет отказаться от запасной шины и запасного выключателя. Небольшие размеры вакуумных выключателей позволяют установить их на выкатные элементы и существенно снизить габариты функциональных блоков и РУ 3,3 кВ в целом.

#### 2.4.2 Описание шкафов типа КВ-3,3

Рассмотрим схемы и состав оборудования шкафов КВ-3,3.

Шкаф выключателя питающей линии тяговой сети КВ-3,3-ФКС-УХЛ4 предназначен для соединения питающей линии тяговой сети с положительной шиной КРУ-3,3 кВ.

Схема главных соединений шкафа КВ-3,3-ФКС-УХЛ4 и состав оборудования представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Шкаф выключателя питающей линии тяговой сети

Схема главных соединений	Состав оборудования
	<i>QF1</i> – быстродействующий выключатель ВАБ-206-4000/30-Л
	<i>RS1</i> – шунт 75ШМС-МЗ-3000
	<i>I</i> – блок гальванической развязки для измерения тока БР-3,3
	<i>QSG1</i> – заземляющий нож
	<i>FU1</i> – предохранитель ПКН001-10
	<i>U</i> – блок гальванической развязки для измерения напряжения БР-3,3

В этом шкафу расположены один быстродействующий выключатель на номинальный ток 4000 А, который может отключать так короткого замыкания до 35 кА. К шунту *RS1* параллельно подключен блок гальванической развязки для измерения тока БР-3,3. Для измерения напряжения через предохранитель *FU1*, также подключен блок гальванической развязки БР-3,3. Блоки БР-3,3 преобразуют аналоговые сигналы тока и напряжения в цифровой, и данные передаются в устройства защиты и автоматики через оптический кабель. Значение измеряемых величин выводится на экран, так как все ячейки оборудованы электронными устройствами отображения информации.

Шкаф **катодного разъединителя** КВ-3,3-КР-УХЛ4, который предназначен для соединения катода и анода выпрямительного преобразователя с положительной и отрицательной шинами КРУ-3,3 кВ.

Схема главных соединений данного шкафа КВ-3,3-КР-УХЛ4 и состав оборудования приведены в таблице 2.2.

В шкафу катодного разъединителя установлены простые амперметры и вольтметры, так как отсутствуют электронные устройства для отображения информации. Роль катодного выключателя выполняют релейные защиты самого выпрямителя, поэтому здесь нет этого выключателя. Конденсаторы установлены для того, чтобы уменьшить уровень радиопомех.

Таблица 2.2 – Шкаф катодного разъединителя

Схема главных соединений	Состав оборудования
	<p><i>QS2</i> – разъединитель <i>STOL</i>, 4000 А</p>
	<p><i>RS2</i> – шунт 75ШМС-МЗ-4000</p>
	<p><i>PA</i> – амперметр М1611, 0...5 кА</p>
	<p><i>PV</i> - вольтметр М1611, 0...4 кВ</p>
	<p><i>R2.1</i> - резистор Р109/1 МОм</p>
	<p><i>FU2.1</i>, <i>FU2.2</i> – предохранители ПКТ101-10-20-31,5У3</p>
	<p><i>QSG2.1</i>, <i>QSG2.2</i> – заземляющие ножи</p>
	<p><i>C2.1</i>, <i>C2.2</i> - конденсаторы ФСТ4-16, 16 мкФ</p>
<p><i>R2.1</i>, <i>R2.2</i> - резисторы ПЭ-75</p>	

Шкафы **секционных разъединителей** КВ-3,3-СР-УХЛ4, предназначены для соединения между собой секций положительной и отрицательной шин КРУ-3,3 кВ и их заземления.

Схема главных соединений шкафов КВ-3,3-СР-УХЛ4 и состав оборудования сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Шкафы секционных разъединителей

Схема главных соединений	Состав оборудования
	<p><i>QS3</i>, <i>QS4</i> – разъединители <i>STOL</i>, 4000 А</p>
	<p><i>QSG3</i>, <i>QSG4</i> – заземляющие ножи</p>

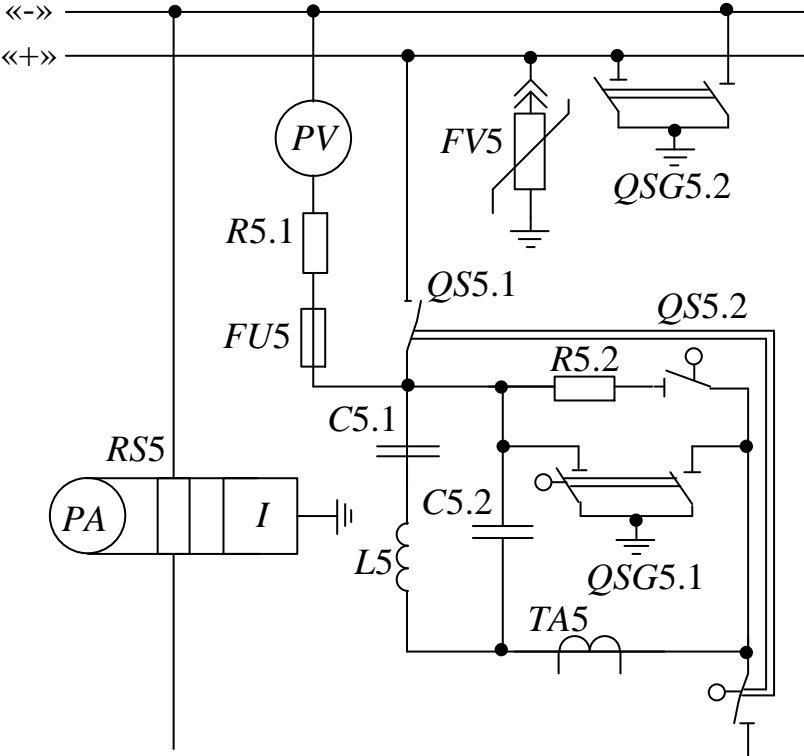
Секционные разъединители позволяют вывести в ремонт одну из секций, независимо от другой.

Шкаф **фильтрустройства** КВ-3,3-ФУ-УХЛ4 – для сглаживания пульсации выпрямленного напряжения и подавления гармонических составляющих в контактной сети.

Схема главных соединений данного шкафа КВ-3,3-ФУ-УХЛ4 и состав оборудования представлены в таблице 2.4.



Таблица 2.4 – Шкаф фильтрустройства

Схема главных соединений	Состав оборудования
	RS5 – шунт 75ШМС-МЗ-4000
	PA - амперметр М1611, 0...6 кА
	I - блок гальванической развязки для измерения тока БР-3,3
	PV - вольтметр М1611, 0...4 кВ
	R5.1 - добавочный резистор Р3033 1 МОм
	FU5 – предохранитель ПКТ104-6-160-31,5
	FV5 – ОПН-3,3
	QSG5.1, QSG5.2 – заземляющие ножи
	QS5.1, QS5.2 – разъединители STOL, 1000 А
	R5.2 - резистор ПЭ-150-18к
L5 – катушка индуктивности, 31,7 мГн	
C5.1 – конденсатор ФСТ4-16, 25x16 = 400 мкФ	
C5.2 - конденсатор ФСТ4-16, 5x16 = 80 мкФ	
TA5 - Трансформатор тока ТЧС-2-75/5	

Конденсатор  $C5.1$  и индуктивность  $L5$  образуют резонансный контур на 100 Гц для подавления гармоник 100 Гц. Емкостной контур  $C5.2$  обеспечивает сглаживание высших гармоник.

Для измерения тока в фидере обратного тока используется блок гальванической развязки БР-3,3, который передает информацию на устройства защиты и автоматики. Но в данном шкафу отсутствуют электронные устройства для отображения информации, поэтому установлен амперметр  $PA$  для визуального отображения величины тока всей подстанции.

Шкаф катодного разъединителя КВ-3,3-КР-УХЛ4. Предназначен для соединения катода и анода выпрямительного преобразователя с положительной и отрицательной шинами КРУ-3,3 кВ и соединения анода выпрямительного преобразователя с шиной плавки гололеда.

Для применения на тяговых подстанциях постоянного тока, расположенных в районе, где возможно образование гололеда на проводах контактной сети.

Для производства плавки гололеда на проводах контактной сети дополнительно установлен разъединитель *QS6* с моторным приводом. Тип данного разъединителя - *STOL*, на номинальный ток, равный 1000 А.

Схема главных соединений данного шкафа КВ-3,3-КР-УХЛ4 представлена на рисунке 2.5, а состав оборудования – в таблице 2.2.

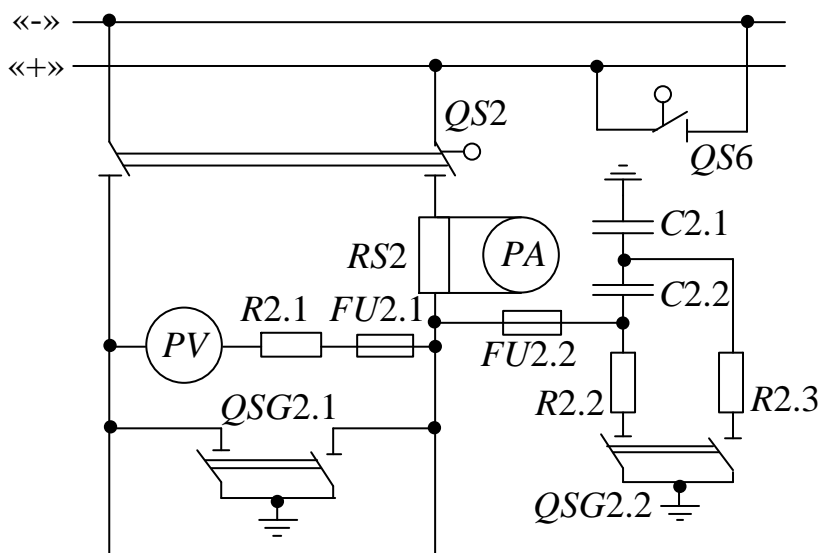


Рисунок 2.5 – Схема главных соединений катодного разъединителя

Шкафы **профподогрева** КВ-3,3-ПП-УХЛ4, предназначены для выполнения профилактического подогрева проводов контактной сети. Для применения на тяговых подстанциях постоянного тока, расположенных в районе, где возможно образование гололеда на проводах контактной сети.

Принципиальные схемы и состав оборудования ячеек секционных разъединителей приведены соответственно на рисунке 2.6 и таблице 2.5.

Схема главных соединений и состав оборудования данных шкафов КВ-3,3-ПП-УХЛ4 приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Шкафы профподогрева

Схема главных соединений	Состав оборудования
	<p><i>QS7.1, QS9.1</i> - разъединитель <i>STOL</i>, 4000 А</p>
	<p><i>QS7.2, QS7.3, QS9.2, QS9.3</i> - разъединитель <i>STOL</i>, 1000 А</p>

Основные технические характеристики шкафов КВ-3,3 представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 — Основные технические характеристики шкафов КВ-3,3

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	3,3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	4,1
Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ, А	4000; 6300; 7200
Номинальный ток сборных шин, А	5000; 6300; 7200
Ток термической стойкости (кратковременный), кА, не менее	31,5
Время протекания тока термической стойкости, с, не более	2
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ (амплитуда), кА	41,0

Схема главных электрических соединений реконструированной РУ-3,3 кВ тупиковой тяговой подстанции представлена на листе 3. Расположение шкафов КВ-3,3 кВ в РУ-3,3 кВ после реконструкции приведено на листе 4.

#### 2.4.3 Описание схемы главных электрических соединений РУ 3,3 на ячейках КВ-3,3

Схема главных соединений РУ 3,3 кВ с рабочей системой шин на базе функциональных блоков с ячейками КВ-3,3 приведена на рисунке В.1. Рабочая шина «плюс» разделена разъединителями на три секции в отличие от исходной схемы (лист 1.5). Шина «минус» не секционирована. Напряжение 3,3 кВ подается от полупроводниковых выпрямительных агрегатов В1 В-МПЕ-Д-3,15к-3,3к и В2 ВТПДЕ-Ж-3,15к-3,3к на секции шин №1 и №3 через ячейки катодного разъединителя. В отличие от исходной РУ 3,3 кВ ячейки быстродействующего выключателя обратного действия, которые выполняют роль защиты выпрямительных агрегатов при возникновении в них пробоя полупроводниковых приборов, отсутствуют. Эту роль выполняют релейные защиты самого выпрямителя. Напряжение на участки контактной сети подается через ячейки выключателя питающей линии тяговой сети. В эту типовую ячейку входят: быстродействующий выключатель ВАБ-206-4000/30-Л, размещаемы на выкатной тележке, шунт *RS1* типа 75ШМС-МЗ-3000 и блок развязки БР-3,3, для измерения значений тока и напряжения в первичной цепи и передачи данных в устройство ЦЗАФ-3,3 кВ, испытатель коротких замыканий (ИКЗ) для организации автоматического повторного включения быстродействующего выключателя ВАБ-206-4000/30-Л. Ограничитель перенапряжений *POLIM-H 4,5DC* и разъединитель РКЖ-3,3/3000 располагаются вне ячейки на открытой части подстанции. Ячейки заземляющих разъединителей предназначены для заземления соответствующих секций РУ 3,3 кВ при организации на них необходимых ревизионных и ремонтных работ, предварительно секция должна быть выведена из работы с помощью ячеек секционного разъединителя *STOL*, 4000 А. Ячейка фильтрующего устройства содержит *LC*- и *C*- звенья фильтра сглаживающего устройства и служит также для подключения реактора отсоса

тяговой подстанции, который располагается на открытой части подстанции. Все разъединители и выкатные элементы ячеек фидера контактной сети, подключения преобразовательных агрегатов, секционных разъединителей оборудуются моторными приводами с дистанционным управлением.

## 2.5 Реактор РБФА-3,3

Реактор является основным элементом сглаживающего устройства (СУ) и предназначен для снижения мешающего воздействия гармонических составляющих на устройства связи. Однако сглаживающее действие реактора невелико и он применяется в комбинации с ёмкостью и индуктивностью.

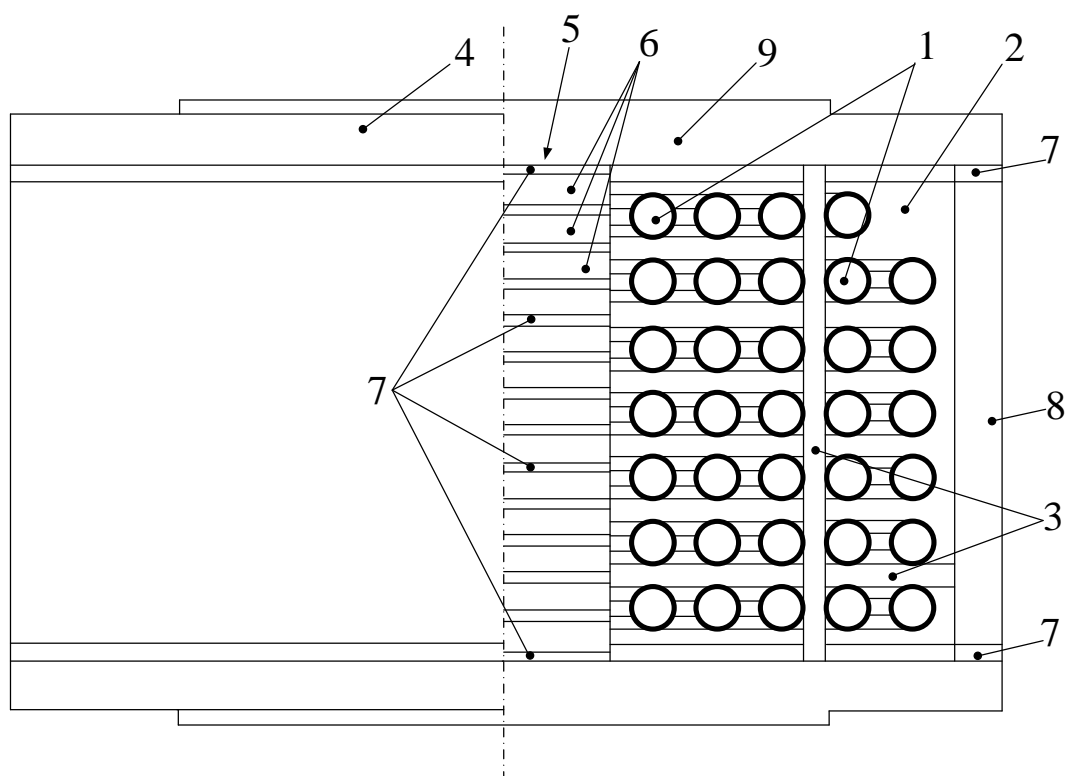


Рисунок 2.6 – Сглаживающий реактор

Реактор (рисунок 2.6) включает, по меньшей мере, один блок, содержащий катушку индуктивности, выполненной алюминиевым проводником (1) с обмоткой, расположенной в немагнитной среде (2) с высокой электрической прочностью. Катушка ориентирована вертикально и опирается на поддерживающие диэлектрические конструкции (не показаны). Витки катушки (1) во избежание их гальванического контакта между собой и конструктивными элементами магнитной системы (4) фиксируются деталями из диэлектрика - реечными дистанерами (3). Немагнитная среда (2) представляет собой атмосферный воздух при нормальном давлении, инертный газ под избыточным давлением, полимерный материал.

Вокруг катушки расположена замкнутая радиально-цилиндрическая магнитная система (4) из ферромагнитного материала. Магнитная система (4) включает стержень (5) из ферромагнитного материала, размещенный в центре катушки (1), и ярмовую часть, замыкающую магнитный поток. Стержень (5) выполнен секционированным и содержит ферромагнитные элементы (6) в форме цилиндров малой высоты (таблеток), чередующиеся немагнитными зазорами (7) (элементами из немагнитного материала).

Ярмовая часть радиально-цилиндрической магнитной системы содержит цилиндрическую обечайку (8), расположенную вокруг катушки (1), а также дискообразные торцевые элементы (9), закрывающие торцы катушки (1).

В месте перехода (соединения) обечайки (8) и торцевых элементов (9) ярмовой части магнитной системы (4) также выполнены немагнитные зазоры (7), обеспечивающие секционирование ярмовой части магнитной системы (4). Немагнитные зазоры (7) выполнены дополнительно уплотняемыми при герметичном исполнении магнитной системы или воздушными для естественного охлаждения обмотки.

Основные технические характеристики реактора РБФАУ-3,3-6500/3250 приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Основные технические данные реактора РБФАУ-3,3-6500/3250

Количество блоков	Соединение секций обмоток блоков	Индуктивность, мГн	Номинальный ток, А	Потери мощности, кВт при $I_{ном}$	Сопротивление постоянному току, Ом, при $t_{воз} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$
1	Смешанное	4,5	3250	105 (85)	0,008
1	Параллельное	1,1	6500	-	0,002
2	Смешанное	11,0	3250	215 (170)	0,016
2	Параллельное	3,0	6500	215 (170)	0,004
3	Смешанное	20,0	3250	320 (255)	0,024
3	Параллельное	5,0	6500	260 (210)	0,006
4	Смешанное	25,0	3250	430 (340)	0,032
4	Параллельное	7,0	6500	430 (340)	0,008

Примечание. Потери мощности приведены при температуре нагрева обмоток  $110 \text{ } ^\circ\text{C}$ , в скобках – при  $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;  $t_{воз}$  – температура воздуха.

### 2.5.1 Работа реактора

После включения катушки в цепь возврата тягового тока осуществляется сглаживание тягового тока. При этом магнитный поток, создаваемый витками катушки (1) при протекании по ней тягового тока, затягивается в радиально-цилиндрическую магнитную систему (4) из ферромагнитного материала, имеющую несоизмеримо больший



коэффициент магнитной проницаемости по сравнению с немагнитной средой (2), в результате чего возрастает потокосцепление обмотки, величине которого пропорциональна индуктивность реактора. В результате, необходимая величина индуктивности достигается меньшим числом ампервитков, что обеспечивает снижение внутреннего сопротивления реактора и потерь энергии в нем с одновременным многократным снижением величины рассеянного магнитного поля.

Потери на гистерезис и вихревые токи в магнитной системе реактора будут пренебрежимо малы ввиду отсутствия знакопеременной токовой нагрузки.

## 2.6 Реконструкция РУ 3,3 кВ с применением одного реактора

В настоящее время на проектируемой тяговой подстанции постоянного тока используются четыре сглаживающих реактора типа РБФА. Главный реактор РБФАУ-3,3-6500/5 мГн, реактор В-1 РБФА-3,3-3000/4,35 мГн, реактор В-2 РБФА-3,3-3000/4,85 мГн, реактор В-3 РБФА-3,3-3000/4,42 мГн. Они устанавливаются в цепь возврата тягового тока для его сглаживания. Ниже приведен рисунок 2.7 исходной тяговой подстанции со всеми реакторами.

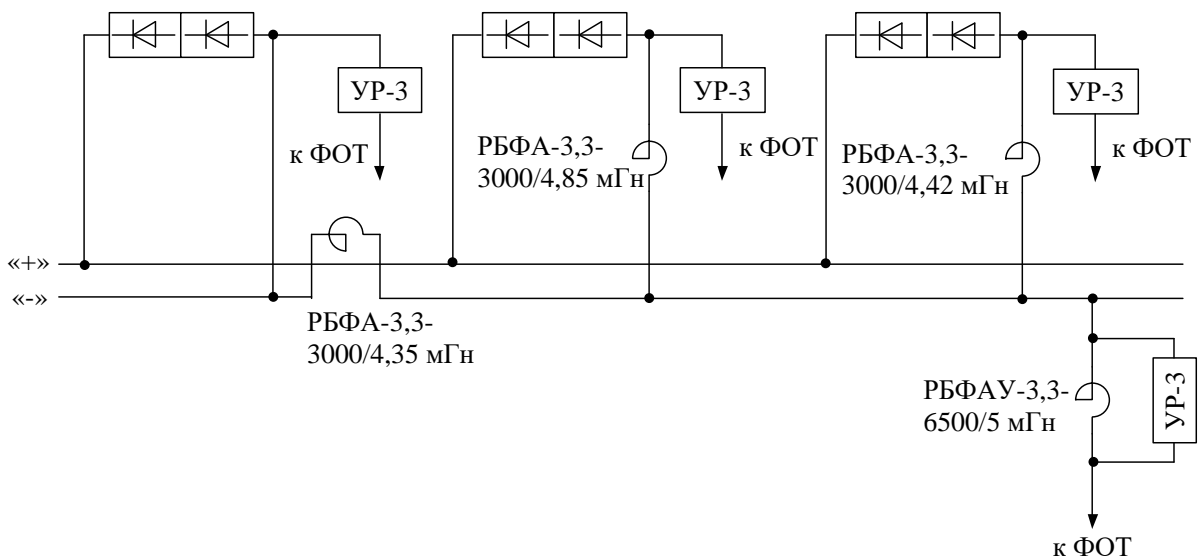


Рисунок 2.7 – Схема расположение реакторов РБФА в РУ 3,3 кВ

На исходной тяговой подстанции применяются 12-пульсовые выпрямители. Важным преимуществом внедрения таких выпрямителей на тяговой подстанции является возможность применения более простых и экономичных однозвенных резонансно-апериодических сглаживающих устройств с одним реактором. В связи с этим, установим один реактор индуктивностью 5 мГн, который состоит из трех блоков РБФАУ-6500,

поставленных друг на друга. Все секции в блоке соединены параллельно, а сами блоки – последовательно. Покажем на рисунке 2.8 схему замещения данного реактора.

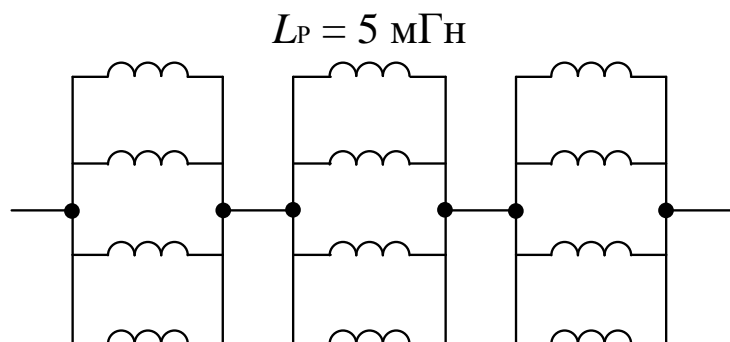


Рисунок 2.8 – Схема соединений секций в реакторе РБФАУ-3,3-6500/5 мГн

Схема замещения реактора типа РБФА-3,3-3000/4,5, относящиеся к преобразовательным агрегатом, приведена на рисунке 2.9

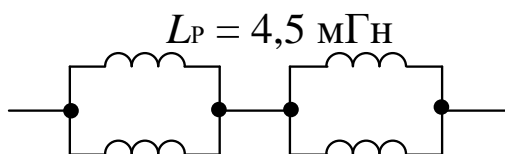


Рисунок 2.9 – Схема соединений секций в реакторе РБФА-3,3-3000/4,5 мГн

На рисунке 2.7 реактор В-3, В-2 и главный реактор находятся в здании, а реактор В-1 – на улице. В процессе реконструкции оставляем главный реактор, подключив параллельно ему разрядное устройство, и перенесем вне помещения, а реакторы у преобразовательных агрегатов демонтируем вместе с разрядными устройствами, тем самым уменьшим магнитное влияние на организм человека, а также увеличится свободная площадь тяговой подстанции.

Из схем замещения (рисунок 2.8 и рисунок 2.9) следует, что индуктивность ( $L$ ) одной катушки у реакторов преобразовательных агрегатов (ПА), равняется 4,5 мГн, у реактора, присоединенный к ФОР –  $L = 6,67$  мГн. Это позволяет демонтировать три реактора ПА, оставив один сглаживающий реактор, присоединенный к ФОР. Расчеты индуктивности одной катушки представлены ниже.

Реактор РБФАУ-3,3-6500/5 мГн. Один блок имеет индуктивность, равную:  $5/3 = 1,67$  мГн. Индуктивность одной катушки в секции составляет:

$$\frac{1}{L} + \frac{1}{L} + \frac{1}{L} + \frac{1}{L} = \frac{1}{1,67}; \quad \frac{4}{L} = \frac{1}{1,67} \rightarrow L = 6,67 \text{ мГн}.$$

Реактор РБФА-3,3-3000/4,5 мГн. Один блок имеет индуктивность, равную 2,25 мГн, следовательно, индуктивность одной катушки, равняется  $L = 4,5$  мГн.

$$\frac{1}{L} + \frac{1}{L} = \frac{1}{2,25}; \quad \frac{2}{L} = 2,25 \rightarrow L = 4,5 \text{ мГн.}$$

Разрядное устройство (УР-3) предназначено для уменьшения коммутационных перенапряжений в быстродействующих фидерных выключателях путем шунтирования реакторов сглаживающего устройства при коротком замыкании в контактной сети.

Рисунок после реконструкции РУ 3,3 кВ с одним реактором приведен ниже (рисунок 2.10).

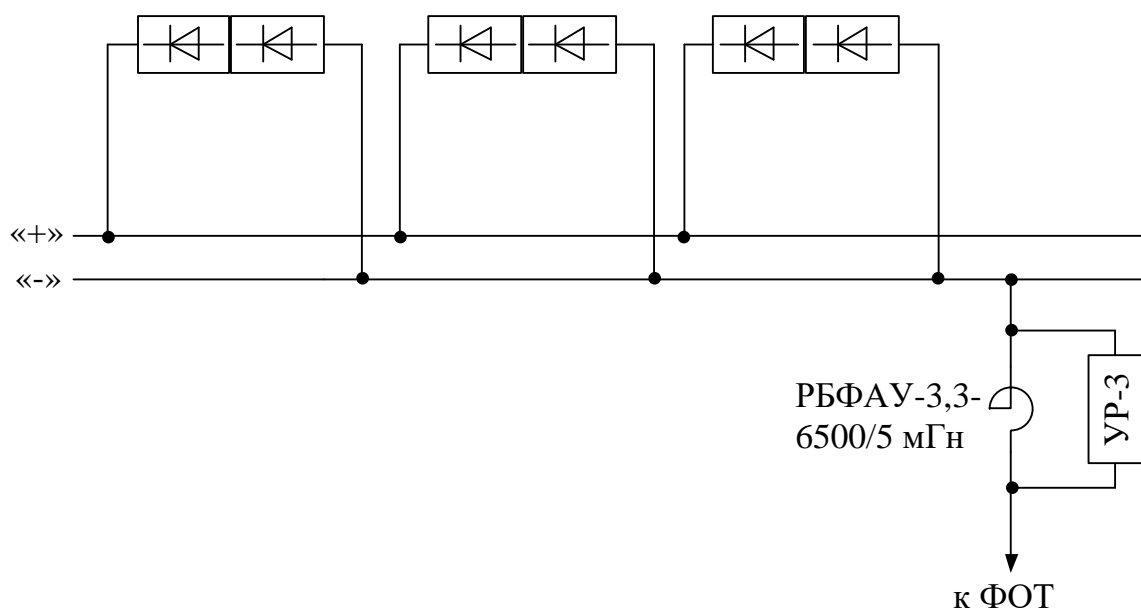


Рисунок 2.10 – Схема РУ 3,3 кВ после реконструкции

## 2.7 Сглаживающее устройство

### 2.7.1 Теория работы

Сглаживающее устройство (СУ) – это устройство, предназначенное для того, чтобы не пропускать ток высших гармоник с тяговой подстанции в контактную сеть. Подключается между плюсовой и минусовой шинами в РУ 3,3 кВ.

Поясним и проиллюстрируем теорию работы СУ.

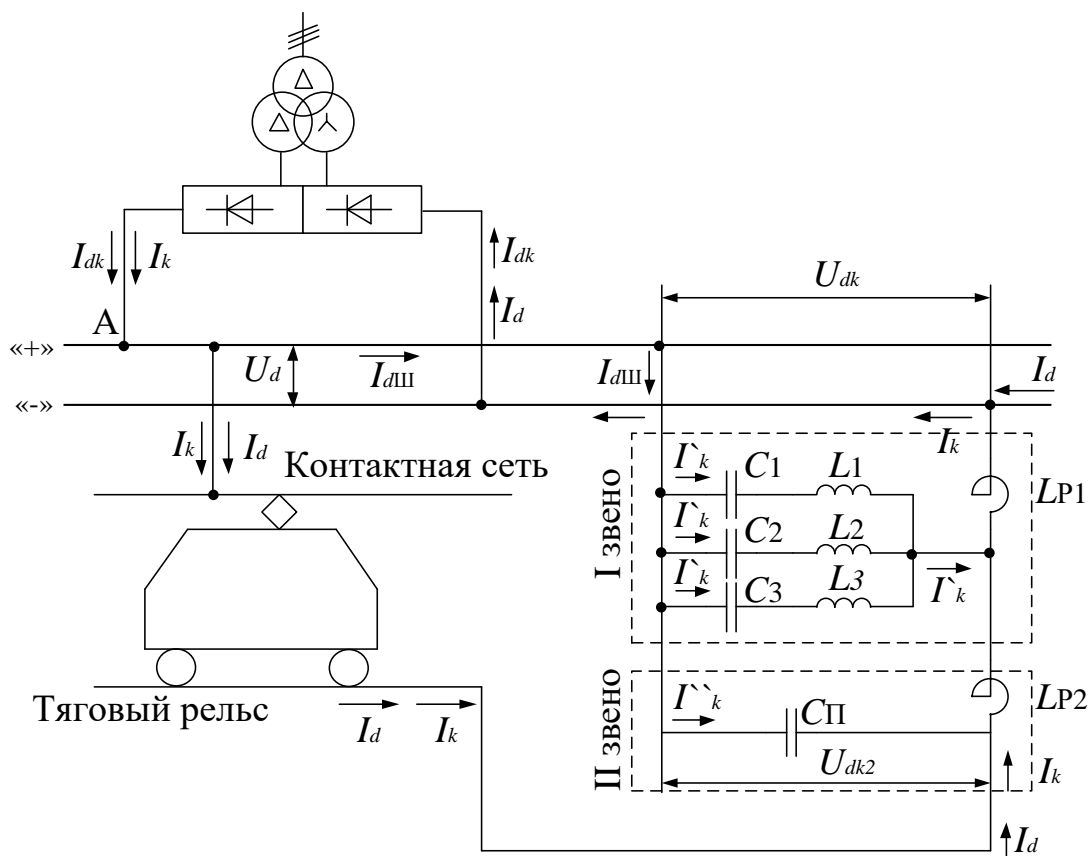


Рисунок 2.11 – Схема прохождения  $k$ -ой гармоники при оборудовании подстанции сглаживающими фильтрами

На рисунке 2.11 обозначено:

$I_{dk}$  – ток  $k$ -ой гармоники создаваемой выпрямителем;

$I_k$  – ток  $k$ -ой гармоники протекающий в контактной сети;

$\Gamma_{kш}$  – ток  $k$ -ой гармоники 1-го звена;

$\Gamma_{kш}^{\prime}$  – ток  $k$ -ой гармоники 2-го звена.

Под действием напряжения  $U_{dk}$  по тяговой сети потечет ток  $I_{dk} = \frac{U_{dk}}{Z_{TC}}$  ( $Z_{TC}$  – сопротивление тяговой сети).

При включении СУ ток  $I_{dk}$  в точке А разделяется на две составляющие: ток  $I_k$  в контактной сети и  $I_{kш}$  через контуры СУ. Следовательно,  $I_{dk} = I_k + I_{kш}$ .

В двухзвенном СУ ток  $I_{kш}$  протекает через первое  $\Gamma_{kш}$  и второе  $\Gamma_{kш}^{\prime}$  звено, т.е.  $I_{kш} = \Gamma_{kш} + \Gamma_{kш}^{\prime}$ .

Ток гармоники  $k$ -го порядка в контактной сети при работающем СУ будет равен:  $I_k = I_{dk} \cdot \frac{Z_{СУ}}{Z_{TC}}$ .

Чем меньше сопротивление СУ ( $Z_{СУ}$ ), тем ток  $I_{kш}$  больше, а ток в контактной сети  $I_k$  меньше и влияние на линии связи уменьшается.

Для уменьшения  $Z_{СУ}$  в СУ включаются резонансные контуры, обеспечивающее минимальное сопротивление  $Z_{СУ}$ .

Количество цепочек и звеньев в резонансно-апериодическом СУ зависит от числа гармоник, которые необходимо не пропустить. При использовании 6-ти пульсовом преобразовательном агрегате в отличие от 12-ти пульсового количество гармоник больше. Поэтому при работе 6-ти пульсовых выпрямителей устанавливают двухзвенные резонансно-апериодические СУ. При 12-ти пульсовых - однозвенные.

### 2.7.2 Выбор сглаживающего устройства

На проектируемой тяговой подстанции установлено двухзвенное сглаживающее устройство (рисунок 2.12).

Первое звено состоит из шести резонансных контуров, настроенных на частоту от 100 до 600 Гц, и сглаживающего реактора  $LR1$  РБФАУ-6500/5 мГн. Второе звено состоит из реактора  $LR1$  РБФАУ-6500/5 мГн, параллельно которому подключен контур  $L7-C7$ , образующих фильтр-пробку для гармоники  $f_k = 300$  Гц, что позволяет дополнительно подавить эту, наибольшую по значению, гармонику на выходе 6-ти пульсового выпрямителя, и емкостного контура  $C$ . Это звено рассчитано на сглаживание гармоник с частотой выше 600 Гц.

Периодичность пульсаций в 6-ти пульсовом выпрямителе составляет  $50 \cdot 6 = 300$  Гц. Следовательно, частота первой гармоники  $f_1 = 300$  Гц, частота второй –  $f_2 = 600$  Гц, частота третьей –  $f_3 = 900$  Гц и т. д. частоты последующих гармоник, кратные их номерам.



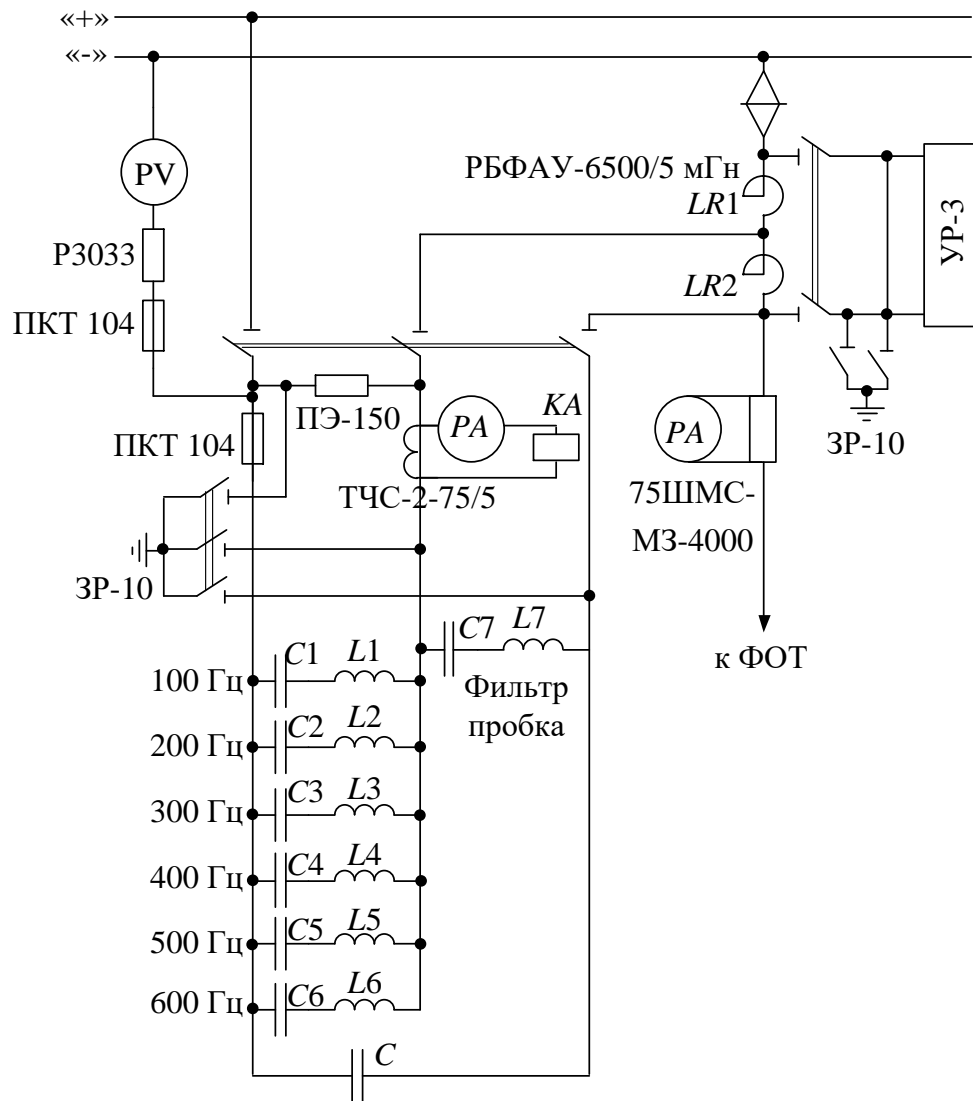


Рисунок 2.12 – Двухзвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство

Наличие гармоник звуковой частоты (100 ... 900 Гц) в кривой выпрямленного напряжения приводит к протеканию в тяговой сети токов одноименных частот. Вокруг проводов контактной сети возникает переменное магнитное поле, которое наводит в проводах воздушных линий связи ЭДС этих частот, под действием которых создаются переменные токи, оказывающие мешающие воздействия на телефонную аппаратуру.

В настоящее время на проектируемой тяговой подстанции установлены 12-ти пульсовые преобразовательные агрегаты. Периодичность пульсаций составляет  $50 \cdot 12 = 600$  Гц. Следовательно, частота первой гармоники  $f_1 = 600$  Гц, частота второй –  $f_2 = 1200$  Гц, частота третьей –  $f_3 = 1800$  Гц и т. д.. Важным преимуществом внедрения на тяговой подстанции 12-ти пульсовых схем выпрямления является возможность применения более простых и экономичных сглаживающих устройств. В связи с этим, установим на

проектируемую тяговую подстанцию однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство (рисунок 2.13).

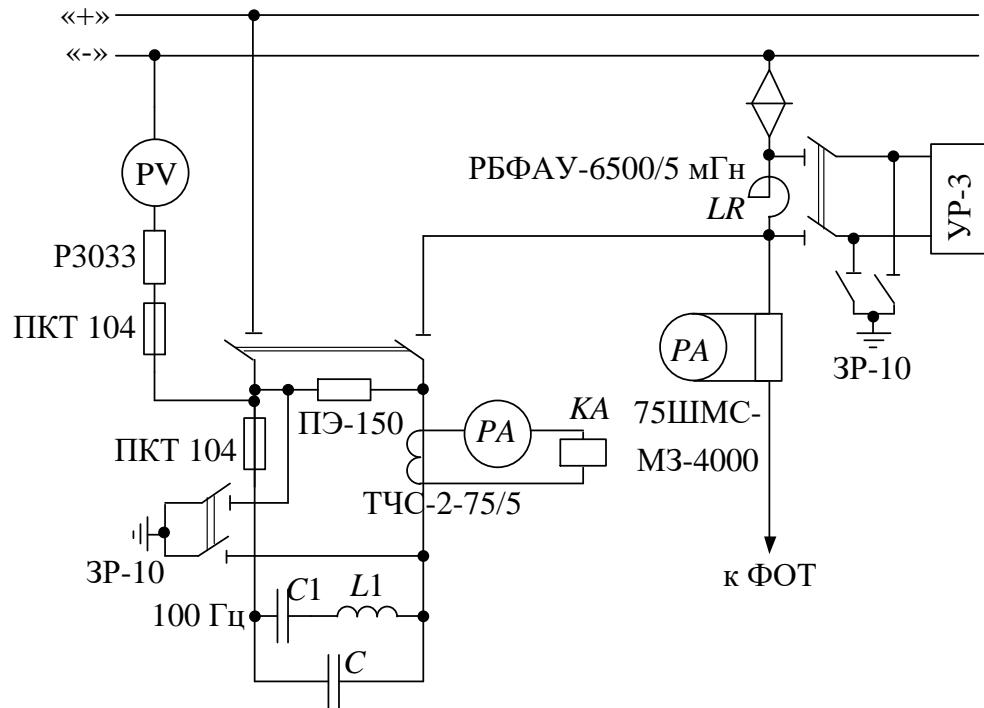


Рисунок 2.13 - Однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство

Однозвенное СУ состоит из сглаживающего реактора  $LR$  РБФАУ-6500/5 мГн, резонансного контура  $C1-L1$ , настроенного на частоту 100 Гц, и ёмкостного контура  $C$ , обеспечивающего сглаживание высших гармоник.

Для защиты СУ применяется предохранитель ПКТ 104. Для контроля за работой СУ устанавливается трансформатор тока ТЧС-2-75/5. В цепь вторичной обмотки этого трансформатора включают амперметр и токовое реле  $КА$  типа РТ-40/10. Это необходимо для подачи сигнала обслуживающему персоналу об увеличении тока в СУ с выдержкой времени 1-2 с. Ток срабатывания этой сигнализации составляет 60 А.

Схема реконструированного РУ 3,3 кВ приведена на листе 3.

### 3 Технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ

#### 3.1 Постановка задачи

В настоящее время на исходной тяговой подстанции установлено четыре сглаживающих реактора типа РБФА (рисунок 3.1). Сглаживающие реакторы  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$  типа РБФА-3000/4,5 мГн соединены последовательно с преобразовательными агрегатами  $UD1$ ,  $UD2$ ,  $UD3$  соответственно таким образом, чтобы через них протекал весь ток нагрузки. Эти сглаживающие реакторы предназначены для сглаживания пульсаций выпрямленного тока после соответствующего выпрямителя. Кроме этого, в фидер обратного тока (ФОТ) установлен еще один сглаживающий реактор  $X_{d4}$  типа РБФА-У-6500/5 мГн, который сглаживает ток всей подстанции. Таким образом, в РУ 3,3 кВ постоянно находятся в работе два преобразовательных агрегата и, соответственно, два сглаживающих реактора, а также реактор  $X_{d4}$ , который установлен в ФОТ.

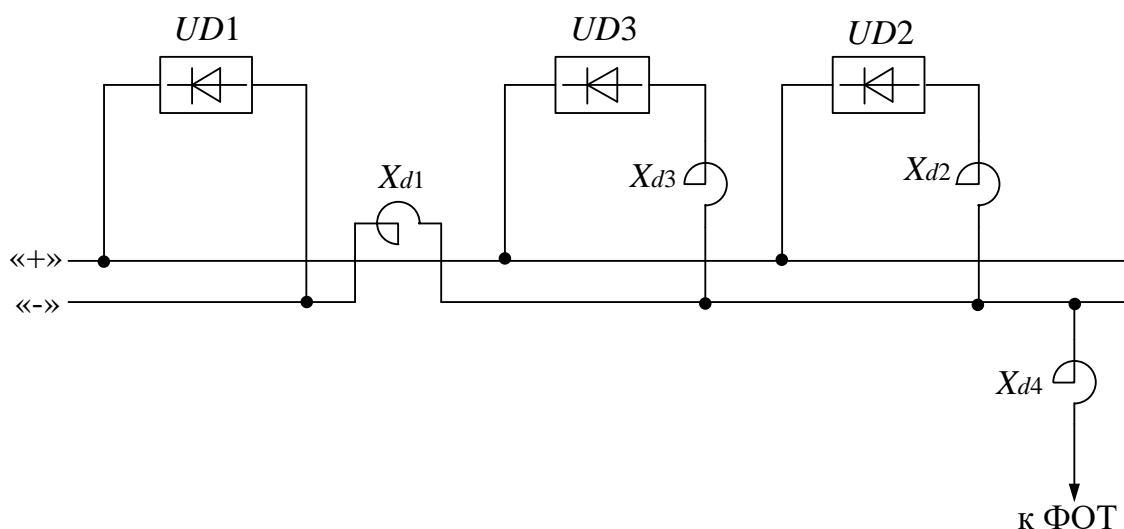


Рисунок 3.1 – Схема до реконструкции

В разделе 2 была выполнена реконструкция РУ 3,3 кВ, в результате которой была предложена схема, изображенная на рисунке 3.2. В этой схеме произведен демонтаж трех реакторов  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$ , а четвертый реактор  $X_{d4}$ , установленный в ФОТ, оставлен как общий.

Такая схема отвечает существующим нормам проектирования РУ 3,3 кВ тяговых подстанций постоянного тока, так как в типовой схеме РУ 3,3 кВ установлен один сглаживающий реактор для всех преобразовательных агрегатов.

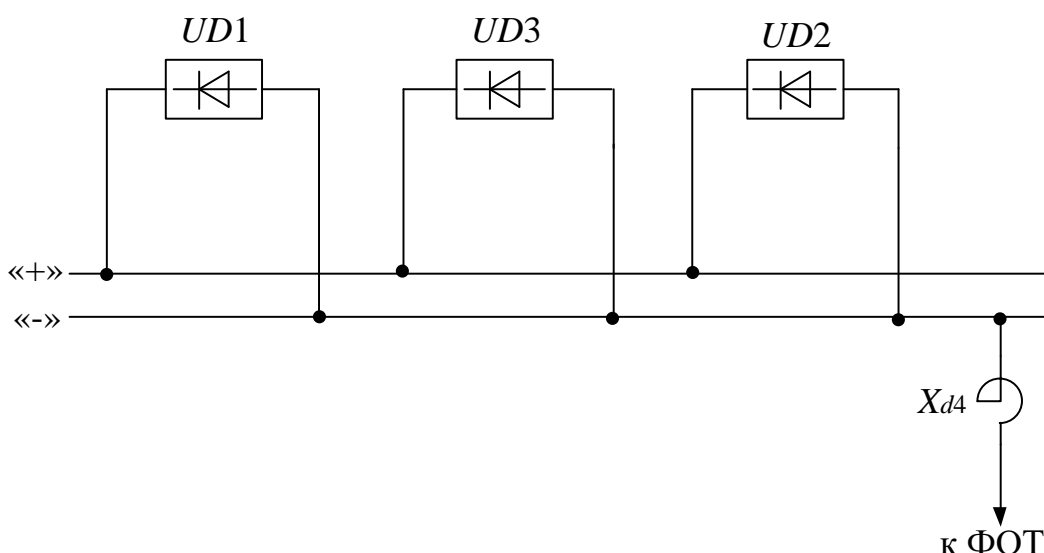


Рисунок 3.2 – Схема после реконструкции

Для такой реконструкции понадобится:

- 1) демонтировать все четыре реактора  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$  и  $X_{d4}$ ;
- 2) установить реактор  $X_{d4}$  на улице.

Таким образом, капитальные затраты при реконструкции будут состоять из:

- 1) демонтажа четырех реакторов  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$  и  $X_{d4}$ ;
- 2) установки реактора  $X_{d4}$  на открытой части тяговой подстанции;
- 3) транспортировки реакторов  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$  и  $X_{d4}$ .

С другой стороны, после реконструкции РУ 3,3 кВ снизятся эксплуатационные расходы, так как потери электроэнергии будут происходить только в одном реакторе  $X_{d4}$  на все три преобразовательных агрегата  $UD1$ ,  $UD2$ ,  $UD3$ .

В таблице 3.1 представлены характеристики (индуктивность  $L_p$ , сопротивление постоянному току  $R_p$  и номинальный ток  $I_p$ ) и типы каждого реактора, которые установлены на реконструируемой тяговой подстанции.

Таблица 3.1 – Характеристики сглаживающих реакторов, установленных на тяговой подстанции

Обозначение	Тип реактора	$L_p$ , мГн	$R_p$ , Ом	$I_p$ , А
$X_{d1}$	РБФА-3,3-3000/4,35	4,35	0,008	3000
$X_{d2}$	РБФА-3,3-3000/4,85	4,85	0,008	3000
$X_{d3}$	РБФА-3,3-3000/4,42	4,42	0,008	3000
$X_{d4}$	РБФА-У-3,3-6500/5	5	0,006	6500

### 3.2 Методика расчета показателя чистого дисконтированного дохода

**Чистый дисконтированный доход (ЧДД)** – это сумма разностей результатов и затрат на расчетный период, приведенных к одному (обычно начальному) году [8].

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E + z)^t}, \quad (3.1)$$

где  $T$  – горизонт расчета (в годах), равняется 5 лет;

$R_t$  – приток денежных средств в году  $t$  – результаты, достигаемые на  $t$ -м шаге, р.;

$Z_t$  – отток денежных средств в году  $t$  – текущие и единовременные, осуществляемые на  $t$ -м шаге, р.;

$E$  – норма дисконта (принимается равной процентной ставке ЦБ РФ), составляет 0,085;

$z$  – рисковая поправка, равняется 0,03;

$t$  – номер шага расчета.

Если величина ЧДД инвестиционного проекта положительна, то он признается эффективным, т. е. обеспечивающим уровень инвестиционных вложений не меньший, чем принятая норма дисконта. Чем больше значение ЧДД, тем эффективнее проект.

Отток денежных средств в году  $Z_t$  – это капитальные затраты на реконструкцию реакторов в РУ 3,3 кВ ( $K_0$ ).

Капитальные затраты на реконструкцию реакторов в РУ 3,3 кВ:

$$K_0 = K_{\text{ДЕМ}} + K_{\text{УСТ}} + K_{\text{ТРАНС}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{\text{ДЕМ}}$  – стоимость демонтажа реактора;

$K_{\text{УСТ}}$  – стоимость установки реактора;

$K_{\text{ТРАНС}}$  – стоимость транспортировки реактора.

Срок окупаемости ( $T_{\text{ОК}}$ ) – период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции.

$$T_{\text{ОК}} = \frac{Z_t}{R_t}. \quad (3.3)$$

### 3.3 Расчет капитальных затрат

#### 3.3.1 Расчет стоимости 1 чел-час обслуживающего персонала

Монтажные работы реакторов выполняет обслуживающий персонал тяговой подстанции, а именно электромеханик, электромонтер третьего разряда и электромонтер четвертого разряда.

В таблице 3.2 приведен расчет заработной платы обслуживающего персонала, которые выполняют работы по демонтажу реакторов  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$  и  $X_{d4}$ , на перенос реактора  $X_{d4}$  и его установку, а также определена стоимость 1 чел-час этих работников.

Приняв 164,17 рабочих часов в месяц, минимальный размер оплаты труда (МРОТ) составляет 11280 руб., тарифный коэффициент электромонтера третьего разряда – 1,63, электромонтера четвертого разряда – 1,89.

Таблица 3.2 - Расчет заработной платы и стоимости 1 чел/час обслуживающего персонала тяговой подстанции

Наименование расходов	Электромеханик	Электромонтер 3-го разряда	Электромонтер 4-го разряда
Месячная тарифная ставка, руб	36000	$1,63 \cdot 11280 =$ $= 18386,4$	$1,89 \cdot 11280 =$ $= 21319,2$
Премия 20 %, руб	$0,2 \cdot 36000 = 7200$	$0,2 \cdot 18386,4 =$ $= 3677,28$	$0,2 \cdot 21319,2 =$ $= 4263,84$
Уральский коэффициент 15 %, руб	$0,15 \cdot (36000 +$ $+ 7200) = 6480$	$0,15 \cdot (18386,4 +$ $+ 3677,28) = 3309,55$	$0,15 \cdot (21319,2 +$ $+ 4263,84) = 3837,46$
Общий месячный заработок, руб	$36000 + 7200 +$ $+ 6480 = 49680$	$18386,4 + 3677,28 +$ $+ 3309,55 = 25373,23$	$21319,2 + 4263,84 +$ $+ 3837,46 = 29420,5$
Отчисления на социальные нужды 30%, руб	$0,30 \cdot 49680 =$ $= 14904$	$0,30 \cdot 25373,23 =$ $= 7611,97$	$0,30 \cdot 29420,5 =$ $= 8826,15$
Итог заработной платы, руб	$49680 + 14904 =$ $= 64584$	$25373,23 + 7611,97 =$ $= 32985,2$	$29420,5 + 8826,15 =$ $= 38246,64$
Стоимость 1 чел-час $C=P/164,17$ , руб	$64584/164,17 =$ $= 393,4$	$32985,2/164,17 =$ $= 200,92$	$38246,64/164,17 =$ $= 232,97$

Сумма стоимости 1 чел-час всех работников:

$$\sum C = 393,4 + 200,92 + 232,97 = 827,29 \text{ руб/час.}$$

#### 3.3.2 Расчет затрат на демонтаж четырех сглаживающих реактора

При реконструкции РУ 3,3 кВ был произведен демонтаж четырех реакторов тяговой подстанции.

Расходы на демонтаж реактора включают заработную плату монтажников, которые производят демонтаж четырех сглаживающих реактора.

Заработная плата монтажников определяется на основании данных о трудоемкости демонтажных работ. Трудоемкость на демонтаж одного реактора составляет  $T_{\text{ДЕМ}} = 210$  чел·ч. Данные взяты из литературы, приведенные в [10]. Следовательно, трудоемкость на демонтаж четырех реакторов:

$$\sum T_{\text{ДЕМ}} = 4 \cdot 210 = 840 \text{ чел·ч.}$$

Исходя из трудоемкости демонтажа реакторов можно определить время работы, затраченного на демонтаж четырех реакторов. Так как  $\sum T_{\text{ДЕМ}} = 840$  чел·ч, а производит бригада в составе трех человек, то время работы составляет:

$$t_{\text{ДЕМ}} = 840/3 = 280 \text{ часов.}$$

Капитальные затраты на демонтаж четырех сглаживающих реактора составляют:

$$K_{\text{ДЕМ}} = \sum C \cdot t_{\text{ДЕМ}} = 827,29 \cdot 280 = 231640,6 \text{ руб.}$$

### **3.3.3 Расчет установки сглаживающего реактора на открытой части тяговой подстанции**

На модернизированной тяговой подстанции после реконструкции РУ 3,3 кВ остался один сглаживающий реактор РБФА-У-6500\5 мГн, установленный в ФОРТ, который был установлен в здании. В ходе демонтажа реактора, был осуществлен перенос на улицу.

Расходы на установку реактора включают заработную плату монтажников. Сумма заработной платы монтажников определяется на основании трудоемкости монтажных работ, которая зависит от перечня этих работ и их сложности (при этом необходимо учитывать подготовительные и заключительные работы). Работы по монтажу реактора осуществляет обслуживающий персонал тяговой подстанции в составе трех человек: электромеханик, электромонтер третьего разряда и электромонтер четвертого разряда.

Монтаж реактора начинают с установки опорных изоляторов. Затем краном устанавливают блоки реактора. Металлическая камера с проходными изоляторами монтируется после установки реактора на фундаменте и крепится к закладным деталям в полу площадки под камеру реактора. Соединяют секции блоков реактора между собой и осуществляют ошиновку реактора алюминиевыми шинами. Опорные изоляторы, на которые установлены блоки реактора, заземляют на наружный контур заземления подстанции НКЗП.



Трудоемкость монтажных работ складывается из трудоемкости работ каждого вида (таблица 3.3). Данные, которые приведены в таблицы, изложены в [10].

Таблица 3.3 - Трудоемкость монтажных работ реактора

Наименование монтажных работ	Трудоемкость работ, чел·ч
Подготовка оборудования	25
Сборка реактора	180
Заключительные операции	25
Итого	230

Трудоемкость на установку одного реактора составляет  $T_{уст} = 230$  чел·ч.

Исходя из трудоемкости установки реактора, можно определить время работы, затраченного на установку реактора. Так как  $T_{уст} = 230$  чел·ч., а производит бригада в составе трех человек, то время работы составляет:

$$t_{уст} = 230/3 = 76,67 \text{ часов.}$$

Капитальные затраты на установку сглаживающего ректора, установленного в ФОР, составляют:

$$K_{уст} = \sum C \cdot t_{уст} = 827,29 \cdot 76,67 = 63425,4 \text{ руб.}$$

### 3.3.4 Расчеты на транспортировку четырех сглаживающих реактора

Капитальные затраты на транспортировку сглаживающих реакторов складываются из погрузки, выгрузки и непосредственно самой транспортировки.

$$K_{транс} = C_{погр} + C_{транс} + C_{выгр} \quad (3.4)$$

где  $C_{погр}$  – стоимость погрузки;  
 $C_{транс}$  – стоимость транспортировки;  
 $C_{выгр}$  – стоимость выгрузки.

Трудоемкость на погрузку и выгрузку составляют  $T = 35$  чел·ч. Стоимость транспортировки одного сглаживающего реактора составляют  $C_{транс} = 25000$  руб. Данные взяты с дистанции электроснабжения.

Исходя из трудоемкости погрузки и выгрузки реактора, можно определить время работы, затраченного на погрузку и выгрузку реактора.

Данную работу производит бригада в составе трех человек, то время работы составляет:

$$t_{\text{УСТ}} = 35/3 = 11,67 \text{ часов.}$$

Погрузку и выгрузку бригада производит четырех сглаживающих реактора  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$ ,  $X_{d4}$ , а транспортировку трех реакторов  $X_{d1}$ ,  $X_{d2}$ ,  $X_{d3}$ , которые соединены последовательно с преобразовательными агрегатами.

Стоимость погрузки четырех реакторов составит:

$$C_{\text{ПОГР}} = 4 \cdot 11,67 \cdot 827,29 = 38617,9 \text{ руб.}$$

Стоимость транспортировки трех сглаживающих реакторов составит:

$$C_{\text{ТРАНС}} = 3 \cdot 25000 = 75000 \text{ руб.}$$

Стоимость выгрузки четырех реакторов составит:

$$C_{\text{ВЫГР}} = 4 \cdot 11,67 \cdot 827,29 = 38617,9 \text{ руб.}$$

Итого, капитальные затраты на транспортировку сглаживающих реакторов составляют:

$$K_{\text{ТРАНС}} = 38617,9 + 75000 + 38617,9 = 152235,79 \text{ руб.}$$

### **3.3.5 Расчет капитальных затрат**

Капитальные затраты на реконструкцию реакторов в РУ 3,3 кВ в начальном (нулевом) году определяем по формуле 3.2:

$$K_0 = 231640,6 + 63425,4 + 152235,79 = 447301,79 \text{ руб.}$$

## **3.4 Расчет эксплуатационных расходов**

### **3.4.1 Методика расчета эксплуатационных расходов**

К эксплуатационным расходам относятся затраты на электроэнергию работающих реакторов. На исходной тяговой подстанции до реконструкции постоянно в работе находились два реактора, которые последовательно соединены с преобразовательными агрегатами и реактор, подключенный к ФОРТ.

Произведем расчет потерь электроэнергии в реакторах за один год. Потери энергии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_a = \tau_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{Р}}^2 \cdot R_{\text{Р}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (3.5)$$

где  $I_{\text{Р}}$  — наибольший ток, протекаемый по реактору, А (подраздел 1.5.2);

$R_{\text{Р}}$  — сопротивление постоянному току реактора, Ом (таблица 3.1);

$\tau_{\text{НБ}}$  — время наибольших годовых потерь, ч/год.

Для определения  $\tau_{\text{НБ}}$  можно воспользоваться приближенной формулой:

$$\tau_{\text{НБ}} = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (3.6)$$

где  $T_{\text{НБ}}$  - время использования наибольшей нагрузки, час.

### 3.4.2 Расчет потерь электроэнергии в сглаживающих реакторах

За исходные данные примем, что  $T_{\text{НБ}} = 2500$  час, так как реакторы не постоянно находятся под номинальной нагрузкой.

Определяем время наибольших годовых потерь по формуле 3.6.

$$\tau_{\text{НБ}} = (0,124 + 2500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1225,31 \text{ ч/год.}$$

Потери электроэнергии в реакторе РБФА-У-6500/5 мГн, который установлен в ФОТ, составляют:

$$\Delta W'_a = 1225,31 \cdot 3333,3^2 \cdot 0,006 \cdot 10^{-3} = 81685,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Произведем расчет потери электроэнергии в реакторе РБФА-3000/4,5 мГн.

$$\Delta W''_a = 1225,31 \cdot 1666,65^2 \cdot 0,008 \cdot 10^{-3} = 27228,57 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электроэнергии в сглаживающих реакторах до реконструкции:

$$\Delta W_{a1} = \Delta W'_a + 2 \cdot \Delta W''_a = 81685,7 + 2 \cdot 27228,57 = 136142,72 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электроэнергии в сглаживающем реакторе после реконструкции:

$$\Delta W_{a2} = \Delta W'_a = 81685,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

### 3.4.3 Расчет стоимости потерь электроэнергии в сглаживающих реакторах

На модернизированной тяговой подстанции 1 кВт·ч стоит 4,7 руб. Следовательно, стоимость потерь электроэнергии в сглаживающих реакторах за год до реконструкции, составляют:

$$C_{Э1} = 4,7 \cdot 136142,72 = 639871,3 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сглаживающем реакторе за год после реконструкции, составляют:

$$C_{Э2} = 4,7 \cdot 81685,7 = 383922,79 \text{ руб.}$$

### 3.5 Расчет показателя чистого дисконтированного дохода

Произведем расчет показателя ЧДД за 5 лет. Расчет производится по формуле 3.1.

В состав притока денежных средств  $R_t$  учитывается экономия единовременных затрат. Экономия единовременных затрат учитывается исходя из стоимости электроэнергии в сглаживающем реакторе до реконструкции и после реконструкции, и составляет:

$$R_t = C_{Э1} - C_{Э2} = 639871,3 - 383922,79 = 255948,51 \text{ руб.}$$

В начальный момент времени были произведены капитальные затраты, которые составляют 447301,79 руб. На последующие года учитывается только приток денежных средств  $R_t$ . Тогда показатель ЧДД за 5 лет составляет:

$$\text{ЧДД} = \left( \frac{-447301,79}{(1+0,085+0,03)^0} + \frac{255948,51}{(1+0,085+0,03)^1} + \frac{255948,51}{(1+0,085+0,03)^2} + \frac{255948,51}{(1+0,085+0,03)^3} + \frac{255948,51}{(1+0,085+0,03)^4} + \frac{255948,51}{(1+0,085+0,03)^5} \right) = 486879,01 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости будет составлять:

$$T_{\text{ок}} = \frac{Z_t}{R_t} = \frac{447301,79}{255948,51} = 1,75 \text{ года} = 1 \text{ год и 9 месяцев.}$$

### **3.6 Вывод по разделу**

Подведем итоги экономического эффекта от реконструкции РУ 3,3 кВ реакторами.

Величина ЧДД положительна и составляет 486879,01 руб, следовательно, реконструкция РУ 3,3 сглаживающими реакторами признается эффективным. Также был рассчитан срок окупаемости данной реконструкции, что составляет 1 год и 9 месяцев.

Анализируя результат расчета показателя ЧДД можно сделать вывод, что экономически выгоднее использовать один реактор на реконструированной тяговой подстанции, чем четыре реактора, которые были установлены до реконструкции.

## **4 Безопасность жизнедеятельности**

### **4.1 Снижение воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции**

#### **4.1.1 Воздействие электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции**

Эффект ЭМП характеризуется тепловым действием и нетепловым эффектом, который связан с переходом электромагнитной энергии в сглаживающих реакторах в нетепловую форму энергии (молекулярное резонансное истощение, фотохимические реакции и т.д.). Указанное воздействие зависит от диапазона частот, интенсивности и продолжительности облучения, характера излучения (непрерывное или модулированное) и режима облучения (постоянное, периодическое или кратковременное).

Действие ЭМП частотой 50 Гц может выражаться болевыми ощущениями при электрических разрядах в случае тока утечки более 50 мкА в сглаживающих реакторах. Исследованиями, проведенными в середине 80-х гг. XX в., установлено, что ЭМП промышленной частоты 50 Гц влияют на здоровье человека. Хроническое действие ЭМП низкой частоты проявляется субъективными расстройствами в виде головной боли в височной и затылочной областях, вялости, сонливости, бессонницы, снижения памяти, повышенной раздражительности, апатии, боли в области сердца. Характерны также нарушения ритма и замедление частоты сердечных сокращений, могут наблюдаться функциональные нарушения в центральной нервной и сердечно-сосудистой системах, появляются изменения некоторых биохимических показателей крови.

С воздействием ЭМП промышленной частоты (50 Гц) в сглаживающих реакторах зарубежные исследователи связывают повышенный риск возникновения таких заболеваний, как болезнь Альцгеймера (слабоумие), рак крови (лейкемия), опухоли головного мозга и различной степени неврологические нарушения.

Изучение заболеваемости показало, что уровень распространенности болезней сердечно-сосудистой системы среди персонала тяговой подстанции значительно выше, чем у городского населения. Это, прежде всего, ишемическая болезнь сердца, болезни системы кровообращения. Возросший риск заболеваний можно связать с повышенной магнитной профессиональной нагрузкой.

ЭМП на тяговой подстанции формируются за счет излучения различных электрических установок. Уровни магнитных полей определяются потребляемой мощностью электрооборудований. Например, в сглаживающих реакторах электромагнитная обстановка характеризуется широким спектром значений индукции магнитных полей в рабочей зоне.

Исследованиями УрГУПС (г. Екатеринбург) и СГУПС (г. Новосибирск) установлено, что обращения персонала тяговой подстанции с заболеваниями эндокринной, нервной, кровеносной систем у железнодорожников за последние 25 лет выросли в 5 - 10 раз, а в сравнении с городским населением - в 40 - 6 раз. [12]. Этот факт можно, в частности, объяснить переходом 25 лет назад железных дорог на электрическую тягу, вследствие чего увеличилась продолжительность воздействия и уровни ЭМП, действующих на персонал тяговой подстанции.

#### 4.1.2 Электромагнитное поле сглаживающих реакторов

Сглаживающие реакторы наводят электромагнитные поля, которые приводят к воздействию этих полей на персонал тяговой подстанции. В целях устранения этого недостатка, был произведен демонтаж сглаживающих реакторов реконструируемой тяговой подстанции. При этом три сглаживающих реактора, установленные последовательно с преобразовательными агрегатами ликвидировали, а сглаживающий реактор, установленный в фидер обратного тока (ФОТ) был осуществлен перенос на улицу.

Вредным фактором в сглаживающих реакторах является высокий уровень электромагнитного поля (ЭМП), длительное воздействие которого на организм человека в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

ЭМП, воздействующие на человека, по степени и своеобразию воздействия на живую клетку условно можно подразделить на поля:

- электрическое,
- магнитное.

Электрическое и магнитное поля выступают составляющими единого ЭМП. Это определяется их взаимным возникновением и существованием: движущиеся электрические заряды создают магнитное поле, а движущееся магнитное поле создает движущиеся заряды электрического поля.

Вредные факторы сглаживающих реакторов проявляются на практике невидимой и неосязаемой проникающей радиацией ЭМП, которое воздействует на организм человека вблизи источников ЭМП с возрастанием интенсивности по мере приближения к источнику.

ЭМП в реакторах основано на явлении электромагнитной индукции, которая создается за счет протекания электрического тока в замкнутом проводящем контуре, который состоит из обмоток катушки индуктивности, состоящей из алюминия.

Для оценки величины ЭМП используют напряженность магнитного поля. Электромагнитная индукция определяется по формуле:

$$B = \mu_0 \cdot \mu \cdot H, \text{ Тл} \quad (4.1)$$

где  $\mu_0$  – магнитная постоянная  $4\pi 10^{-7}$ , Гн/м;  
 $\mu$  – магнитная проницаемость среды, в воздухе  $\mu \approx 1$ ;  
 $H$  – напряженность магнитного поля, А/м.

Произведем расчет электромагнитной индукции при установке реактора в здании и на улице. При этом напряженность магнитного поля, при установке реактора в здании и на улице, равняется  $H_{зд} = 32$  А/м и  $H_{ул} = 16$  А/м соответственно. Данные представлены в литературе [13].

Расчет электромагнитной индукции при установке реактора в здании:

$$B_{зд} = 1,26 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 32 = 40,32 \text{ мкТл.}$$

Расчет электромагнитной индукции при установке реактора на улице:

$$B_{ул} = 1,26 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 16 = 20,16 \text{ мкТл.}$$

Из расчетов следует, что электромагнитная индукция при установке сглаживающего реактора в здании больше, чем при установке сглаживающего реактора на улице. Это свидетельствует о том, что величина ЭМП снижается при такой реконструкции, тем самым уменьшается воздействия ЭМП на персонал тяговой подстанции.

#### **4.1.3 Мероприятия по защите электромагнитных полей персонала тяговой подстанции**

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется с помощью организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий, основными из которых являются:

- ограничение продолжительности пребывания людей в зоне распространения ЭМП, уровни которого превышают безвредные;
- выбор безопасного расстояния от источника ЭМП;
- выбор оптимальных геометрических параметров электрооборудований с минимизацией уровня ЭМП;
- применение заземленных экранирующих тросов и устройств;
- применение специальной экранирующей одежды.

**Организационные мероприятия** при проектировании и эксплуатации оборудования, являющегося источником ЭМП или объектов, оснащенных источниками ЭМП, включают:

- выбор рациональных режимов работы оборудования и обслуживающего персонала тяговой подстанции;
- выделение зон воздействия ЭМП (зоны с уровнями ЭМП, превышающими предельно допустимые, где по условиям эксплуатации не требуется даже кратковременное пребывание персонала, должны ограждаться и обозначаться соответствующими предупредительными знаками);



- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение ПДУ;
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП, следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- удаление рабочего места от источника ЭМП;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

Удаление рабочего места от источника электромагнитных полей применяется в том случае, если невозможно ослабить интенсивность облучения другими мерами, в том числе и сокращением времени пребывания человека в опасной зоне.

**Инженерно-технические средства защиты** от ЭМП основаны на использовании явлений отражения и поглощения энергии излучения. С этой целью применяют заземленные экраны и кожуха, а также заземление всех металлических конструкций.

Руководители организаций для снижения риска вредного влияния ЭМП должны обеспечивать работающих средствами индивидуальной защиты.

Средства защиты от воздействия ЭМП должны изготавливаться из материалов с высокой магнитной проницаемостью, конструктивно обеспечивающих замыкание магнитных полей.

**Средства индивидуальной защиты** используют в тех случаях, когда применение других способов предотвращения воздействия ЭМП невозможно.

Защитная одежда включает комбинезон или полукombинезон, куртку с капюшоном, халат с капюшоном, жилет, фартук, средство защиты для лица, рукавицы (или перчатки), обувь. Все части защитной одежды должны иметь между собой электрический контакт.

**Лечебно-профилактические мероприятия.** В целях предупреждения заболеваний, ранней диагностики и лечения работники, профессионально связанные с воздействием ЭМП, проходят в установленном порядке предварительные при поступлении на работу и периодические профилактические медицинские осмотры в соответствии с действующим законодательством.

Все лица с начальными проявлениями клинических нарушений, обусловленных воздействием ЭМП (астенический, астеновегетативный, гипоталамический синдром), а также с общими заболеваниями, протекание которых может усугубляться под влиянием неблагоприятных факторов производственной среды (органические заболевания ЦНС, гипертоническая болезнь, болезни эндокринной системы, крови и др.), берутся под наблюдение с проведением соответствующих гигиенических и терапевтических мероприятий, направленных на оздоровление условий труда и восстановление состояния здоровья работающих.

В случаях, характеризуемых прогрессирующими или выраженными формами профессиональной патологии либо усугубляющимися в результате воздействия ЭМП общими заболеваниями, осуществляется временный или постоянный перевод работающих на другую работу.

Лица, не достигшие 18 - летнего возраста, и женщины в состоянии беременности допускаются к работе в условиях воздействия ЭМП, только если интенсивность ЭМП на рабочих местах не превышает ПДУ, установленных для населения. [12].

## **4.2 Экспертиза модернизации тупиковой тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности**

### **4.2.1 Производственная санитария**

Производственная санитария - это система организационных, санитарно-гигиенических мероприятий, технических средств и методов предотвращения или уменьшающих воздействие на рабочих вредных производственных факторов до значений не превышающих допустимые. [14].

Под вредными производственными факторами понимаются факторы производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которых в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье потомства пострадавшего.

Вредные производственные факторы делятся на 4 категории:

- физические;
  - химические (вредные пары, газы и аэрозоли);
  - биологические (патогенные микроорганизмы, живые клетки и споры, содержащиеся в препаратах);
  - психофизиологические (физические и нервно-психические перегрузки).
- [15].

На обслуживающий персонал тяговых подстанций в большей степени оказывают влияние физические вредные факторы, поэтому рассмотрим их более подробно.

К физическим факторам относятся:

- электрический ток;
- неблагоприятные микроклиматические условия (пониженная или повышенная температура, влажность);
- повышенные уровни шума и вибрации, недостаточная освещенность и т.д.

Для того, чтобы предотвратить неблагоприятное воздействие вредных физических факторов на организм работающих устанавливаются предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия.

Несоблюдение санитарно-гигиенических и санитарно-технических требований может привести к появлению профессиональных заболеваний и производственных травм.

СанПиН 2.2.4.1191-2016 устанавливает предельно допустимые уровни напряженности электростатического, магнитного и электромагнитного полей [5].

Так, например, ПДУ напряженности электростатического поля при его воздействии менее 1 часа за смену составляет 60 кВ/м. Если работник находится под воздействием электростатического поля в течение всего рабочего дня (восьми часов), то напряженность электростатического поля не должна превышать 5 кВ/м.

Если напряженность электростатического поля превышает 60 кВ/м, то работа без применения средств защиты не допускается.

Показатели, характеризующие микроклимат в производственных помещениях, регламентирует СанПиН 2.2.4.548-96 [6]. К этим показателям относятся:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

На тяговой подстанции должно быть предусмотрено общее и аварийное освещение. Аварийное освещение включает в себя резервное и эвакуационное освещение [18].

Резервное освещение – освещение, необходимое для продолжения работы при аварийном отключении основного освещения. Значение освещенности резервного освещения должно быть не менее 30% значения нормируемой освещенности для общего рабочего освещения.

Эвакуационное освещение – освещение, обеспечивающее безопасный выход людей из помещения в случае возникновения чрезвычайной ситуации. В помещениях эвакуационное освещение должно обеспечивать освещенность не менее 0,5 лк, на открытых территориях – 0,2 лк.

#### **4.2.2 Безопасность труда**

Тяговая подстанция должна быть безопасна для обслуживающего персонала. Одним из способов обеспечения безопасности является правильное расположение оборудования на территории подстанции. Размещение оборудования должно производиться с учетом требований ПУЭ, которые устанавливают минимальные допустимые расстояния между элементами оборудования. [19].

Кроме того, при работе с электрооборудованием обслуживающий персонал обязан использовать средства защиты, которые делятся на основные и дополнительные.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках.

К дополнительным электрозащитным средствам для работы в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки и боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;
- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Также для обеспечения безопасности используются защитные каски, противогазы и респираторы, рукавицы, предохранительные пояса и страховочные канаты, специальные комплекты для защиты от электрической дуги.

Оборудование тяговой подстанции имеет устройства, ограничивающие доступ человека к токоведущим частям. Для защиты человека в случае прикосновения к токоведущим частям, нормально находящимся под напряжением, при замыкании на корпус устраивают защитные заземления, зануления и защитное отключение

### **4.2.3 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Самой распространенной чрезвычайной ситуацией на тяговой подстанции является пожар. Чаще всего причиной пожаров становится нарушение правил пожарной безопасности.

В целях обеспечения пожарной безопасности на территории тяговой подстанции запрещается:

- хранение и применение в подвалах и цокольных этажах легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, баллонов с горючими газами;
- использование вентиляционных камер и других технических помещений для производственных мастерских, а также хранения оборудования, мебели и т. д.;
- загромождение мебелью и оборудованием двери эвакуационных выходов и пути эвакуации;
- проведение уборки помещений и стирки одежды с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также обогрев замерзших коммуникаций паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня;
- установка глухих решеток на окнах.

Помещение тяговой подстанции должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения (ручные огнетушители ОУ-5), которые должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей.

Пожарные гидранты на территории подстанции должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время – очищены от снега и льда.

Также на тяговой подстанции должны иметься ящики для песка объемом 0,5 м<sup>3</sup>. Конструкция ящика обеспечивает удобство извлечения песка и исключает попадание посторонних предметов.

К тушению электрооборудования тяговой подстанции можно приступать только после снятия напряжения. Особое внимание необходимо обращать на трансформаторы, которые заполнены трансформаторным маслом. Разлив трансформаторного масла может привести к резкому увеличению площади возгорания.

Производить тушение можно только углекислотными, углекислотно-бромэтиловыми, аэрозольными и порошковыми огнетушителями, сохраняя при этом расстояние до электрооборудования не менее 2 м.

Пожар приводит к большим материальным убыткам. Кроме того, повреждение оборудования может стать причиной перебоя в электроснабжении потребителей. Поэтому необходимо проводить профилактические мероприятия (осмотр оборудования, своевременный вывоз мусора и т.д), регулярные инструктажи по пожарной безопасности.

#### **4.2.4 Экологическая безопасность**

Экологическая безопасность – состояние защищенности жизненно важных экологических интересов человека, прежде всего его прав на чистую, здоровую, благоприятную для жизни окружающую природную среду, возникающее при достижении сбалансированного сосуществования окружающей природной среды и хозяйственной деятельности человека, когда уровень нагрузки на природную среду не превышает ее способности к самовосстановлению. [14].

Выбор места размещения проектируемой тяговой подстанции должен осуществляться с точки зрения минимального ущерба земельным сельскохозяйственным ресурсам, лесным угодьям.

Тяговая подстанция является источником электрического, магнитного, электростатического полей, электромагнитных помех и шума.

Помимо этого, особую опасность окружающей среде представляет маслonaполненное оборудование. В связи с этим на территории ОРУ, на которых используется маслonaполненное оборудование, должны быть предусмотрены устройства по сбору и удалению масла с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и попадания в водоемы.

Для снижения негативного влияния электрооборудования тяговой подстанции на окружающую среду и человека рекомендуется:

- использовать сухие трансформаторы и конденсаторы с экологически чистым жидким диэлектриком;
- снижать уровень шума электрооборудования;
- использовать электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижать отвод земель для подстанции, восстанавливать нарушенные в процессе строительного-монтажных работ участков земли;
- использовать электрооборудование, не требующее специальных мер по обслуживанию и утилизации.

### **4.3 Выводы по разделу**

В данном разделе были рассмотрены вопросы снижения воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции, а также проведена экспертиза модернизации тупиковой тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности.

Произведен расчет электромагнитной индукции сглаживающего реактора до реконструкции (реактор был установлен в здании) и после реконструкции (реактор установлен на улицу). Приведенные расчеты показали, что при установке сглаживающего реактора на улицу, снизилось электромагнитное влияние на персонал тяговой подстанции. Также были описаны мероприятия по защите электромагнитных полей персонала тяговой подстанции: организационные мероприятия и лечебно-профилактические мероприятия.

Были перечислены санитарные нормы, необходимые для максимально безопасной и комфортной работы сотрудников на предприятии и исходя из полученных данных можно сделать вывод, что проектируемая тяговая подстанция проходит по требованиям санитарных норм. Были описаны основные экологические загрязнители, присутствующие на тяговой подстанции. Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что проектируемая тяговая подстанция соответствует всем современным требованиям и нормам в области безопасности и экологичности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассмотрены и решены следующие вопросы:

1. Произведена модернизация тупиковой тяговой подстанции постоянного тока. Рассчитана трансформаторная мощность тяговой подстанции,  $S = 17819$  кВА; произведен выбор силовых трансформаторов. Выбраны: головные понижающие трансформаторы – ТДТН-25000/110 У1, трансформатор собственных нужд – ТСЗ-400/10УЗ, преобразовательный трансформатор – ТРСЗП-12500/6 ЖУХЛ1. Произведен расчет токов КЗ на всех шинах РУ. На основании этих расчетов выполнен выбор силового оборудования тяговой подстанции. Выбраны: для РУ 110 и 35 кВ элегазовые выключатели типа ВГТ-110, ВГБЭ-35Ц, для РУ 6 кВ вакуумный выключатель ВБКЭ-10УЗ; для РУ 3,3 кВ выключатели ВАБ-206. Для всех РУ выбраны современные разъединители, а также элегазовые или литые измерительные трансформаторы.

2. В специальной части дипломного проекта произведена реконструкция распределительного устройства 3,3 кВ, которая осуществлялась по трем направлениям.

Первое — секционирование шин РУ 3,3 кВ с ликвидацией обходной шины и обходного выключателя. В настоящее время на модернизируемой тяговой подстанции сборные шины РУ 3,3 кВ не секционированы и имеют обходную шину. Так как для этого РУ выбраны быстродействующие выключатели ВАБ-206, которые комплектуются цифровыми устройствами защиты и автоматики фидеров ЦЗАФ-3,3, то предложено отказаться от обходной шины и секционировать «+» шину. Для этого в правой части главной «+» шины необходимо установить два секционных разъединителя, между которыми подключить сглаживающее устройство. С правого и левого краев главную «+» шину следует соединить с запасной шиной, а между выпрямителем 2 и выпрямителем 3 произвести разрыв главной шины. Таким образом, главная «+» шина справа от разрыва и запасная шина будут представлять 1-ую секцию, главная «+» шина слева от разрыва — 2-ую секцию, главная «+» шина между секционными разъединителями — 3-ю секцию РУ-3,3 кВ. В результате получаем секционированное двумя разъединителями на три секции РУ 3,3 кВ без обходной шины.

Второе — выполнение РУ 3,3 кВ на ячейках типа КВ-3,3. Так как мы произвели секционирование шин РУ 3,3 кВ и исключили запасную шину, то нам это позволяет выполнить РУ 3,3 кВ на ячейках типа КВ-3,3. В результате такой реконструкции, получаем РУ 3,3 кВ состоящая из 11 ячеек, из них: 5 ячеек – фидеров контактной сети, 3 ячейки –катодных разъединителей, 2 ячейки –секционных разъединителей и 1 ячейка – фильтр - устройства. Данные ячейки оборудованы разъединителями типа *STOL*, который оборудуется моторным приводом с дистанционным управлением. После такой реконструкции вывод в ремонт какого-либо фидерного выключателя в РУ 3,3 кВ без обходной шины осуществляется при помощи дополнительного

быстродействующего выключателя *QFN*. Преимуществами применения ячеек типа КВ–3,3 кВ для реконструкции существующей РУ 3,3 кВ являются: снижение габаритных и весовых параметров функциональных блоков РУ 3,3 кВ, упрощение цепей блокировок, повышение степени безопасности персонала, снижение возможности ошибочных действий персонала.

Третье — в РУ 3,3 кВ произведено снижение количества сглаживающих реакторов типа РБФА. В настоящее время в РУ 3,3 кВ установлено четыре сглаживающих реактора, два из которых установлены в здании, а другие два — на улице. Согласно типовой схеме на тяговой подстанции должен быть установлен один сглаживающий реактор. При установке на тяговой подстанции 12-х пульсовых выпрямителей сглаживающее устройство должно быть однозвенным резонансно-апериодическим и иметь один сглаживающий реактор в фидере обратного тока индуктивностью равной 5 мГн. Поэтому выполнена реконструкция РУ 3,3 кВ, демонтируя три реактора, а реактор с индуктивностью 5 мГн перенесли из здания на улицу для уменьшения электромагнитного влияния на обслуживающий персонал тяговой подстанции.

3. Проведено технико-экономическое обоснование реконструкции РУ 3,3 кВ с целью сокращения числа сглаживающих реакторов. Рассчитан показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД) сроком на 5 лет. Величина ЧДД положительна и составляет 486 тыс. руб., следовательно, реконструкция РУ 3,3 кВ признается эффективной.

4. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрен вопрос о снижении воздействия электромагнитных полей на персонал тяговой подстанции. Произведен расчет электромагнитной индукции сглаживающего реактора при установке в здании и на улице,  $B_{зд} = 40,32$  мкТл, а  $B_{ул} = 20,16$  мкТл. Таким образом, при установке сглаживающего реактора на улице электромагнитная индукция снижается в два раза. Этим самым значительно уменьшается воздействие электромагнитного поля на персонал тяговой подстанции. Проведена экспертиза модернизации тяговой подстанции на соответствие требованиям безопасности и экологичности. Сделан вывод, что проект удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Штин А.Н., Несенюк Т.А. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. – 88 с.
2. Штин А.Н., Несенюк Т.А. Расчет трехфазных коротких замыканий в распределительных устройствах тяговых и трансформаторных подстанций. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2016. – 44 с.
3. Штин А.Н., Несенюк Т.А. Выбор оборудования распределительных устройств тяговых и трансформаторных подстанций. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2009. – 68 с.
4. Васильев И.Л., Неугодинов И.П. Релейная защита тяговых подстанций. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2015. – 79 с.
5. Типовые нормы времени на текущий ремонт и профилактические испытания оборудования и устройств тяговых подстанций и постов секционирования электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 2001. – 136 с.
6. Типовые нормы времени на капитальный ремонт оборудования и устройств тяговых подстанций и постов секционирования электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1997. – 166 с.
7. Справочник по электроснабжению железных дорог. Том 2./ Под ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
8. Афанасьева Н. А. Экономическое обоснование организационно-технических решений в дипломных проектах: метод. указания к выполнению экономической части дипломного проектирования / Н. А. Афанасьева, Л. И.Чернышова. - Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2012. - 58 с.
9. Экономика железнодорожного транспорта: учеб. для вузов ж.-д. транспорта / под ред. Н. П. Тершиной, Б. М. Лapidуса. – М., 2011.
10. Расчет расходов на демонтаж оборудования. Экономическое обоснование модернизации реактора. [Электронный ресурс]: <http://econ.bobrodobro.ru/146248>, дата посещения 25.04.2019.
11. Пятков П. Я., Штин А. Н. Потери энергии в сетях напряжением до 1 кВ. Методика их расчета и способы снижения. Пособие для слушателей Центра повышения квалификации. - Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2000. - 12 с.
12. Попова Н. П., Кузнецов К. Б. Производственная санитария и гигиена труда на железнодорожном транспорте: учебник. - М.: ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2013. — 664 с.
13. Закирова А. Р. Защита электротехнического персонала тягового электроснабжения от вредного воздействия электромагнитных полей: диссертация кандидата технических наук - Екатеринбург, 2013.- 160 с.

14. Серебряный Л. А. Производственная санитария // Большая медицинская энциклопедия, 3-е изд. — М.: Советская энциклопедия. — Т. 21. — 560 с.
15. Девисилов В. А. Охрана труда: учебник. - 3-е изд., испр. и доп. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2013. — 448 с.
16. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы "Электромагнитные поля в производственных условиях. СанПиН 2.2.4.1191-03" – 14 с.
17. "СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы" (утв. Постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 01.10.1996 N 21) - 21 с.
18. ГОСТ Р 55842-2013 ISO 30061 2007 Освещение аварийное. Классификации и нормы – 11 с.
19. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 304 с.
21. Инструкция по безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД». – М.: ОАО «РЖД», 2008. – 195 с.