

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного обучения  
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
Проектирование подстанции «Зубово» 110/35/10 кВи примыкающей к ней участка электрической сети 110 кВ

УДК 621.311.4:621.311.1.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Дерюгин А.В.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	Кандидат технических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А.	Кандидат технических наук		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	Кандидат технических наук		

Томск – 2016 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения  
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      Прохоров А.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович

Тема работы:

Проектирование подстанции «Зубово» 110/35/10 кВ примыкающей к ней участка электрической сети 110 кВ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<b>Однолинейная схема 110 кВ «Дема-Бекетово».</b> <b>Общая характеристика исследуемой подстанции. Мощности нагрузок на подстанции.</b>
--	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<b>Проектирование подстанции 110/35/10 кВ «Зубово». Мероприятия по повышению уровня надёжности подстанции. Составление сметы затрат и расчет срока окупаемости проекта. Социальная ответственность (производственная, пожарная и экологическая безопасность).</b>
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<b>Однолинейная схема 110 кВ «Дема-Бекетово»</b>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л.А.
<b>Социальная ответственность</b>	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Дерюгин А.В.	Кандидат педагогических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Проектирование подстанции «Зубово» 110/35/10 кВи примыкающей к ней участка электрической сети 110 кВ

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович

<b>Институт</b>	Электронного обучения	<b>Кафедра</b>	Электрических сетей и электротехники
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетические системы и сети

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная тарифная ставка оплаты труда.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка отчислений в социальные фонды.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости</i>
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.</i>
4. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчёт годовых эксплуатационных затрат.</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Выбор наилучшего варианта</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</b>	
1. <i>Этапы и график разработки и внедрения ИР</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>		
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович		
<b>Институт</b>	Электронного обучения	<b>Кафедра</b>	Электрических сетей и электротехники
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетические системы и сети

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</li> <li>- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</li> <li>- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого технологического процесса.</li> <li>- Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</li> </ul>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Анализ законодательных и нормативных актов по теме.</li> </ul>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>- действие фактора на организм человека;</li> <li>- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Перечень опасных и вредных факторов при выполнении работ, источником которых является выбранное оборудование и технологический процесс.</li> <li>- Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Средства защиты. Организационные, технические мероприятия.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Анализ выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, твёрдых отходов от рассматриваемой технологии. Дать решения по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	окружающей среды, ссылки на НТД.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	– Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	– Нормативные документы.
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Расчет заземления и молниезащиты

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А..	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Чесноков Михаил Владимирович		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
 высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Электронного обучения  
 Специальность – Электроэнергетические системы и сети  
 Уровень образования – специалист  
 Кафедра электрических сетей и электротехники  
 Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

Дипломный проект
------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение. Сбор исходных данных для проектирования подстанции «Зубово». Электротехнические решения</i>	
	<i>Техническое задание на разработку проекта по проектированию подстанции «Зубово». Выбор и проверка электрических аппаратов, ОРУ 110 кВ, ячеек РУ – 35/10 кВ, изоляторов и токоведущих частей подстанции.</i>	
	<i>Релейная защита и автоматика</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	
	<i>Выполненный дипломный проект</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Дерюгин А.В.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	Кандидат технических наук		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 147с., 10рис., 36табл., 41источник, 5 прил.

Объектом исследования является подстанция «Зубово»,

В данном дипломе рассматривается разработка проекта по проектированию подстанции 110/35/10 кВ «Зубово» для повышения надёжности работы и бесперебойного обеспечения электроэнергией потребителей.

В процессе проектирования проводились расчеты токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, анализ опасных и вредных факторов, проверялась экономическая эффективность.

В ходе проделанной работы можно сделать вывод, что строительство подстанции приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей, повышению качества электроэнергии, улучшению технико-экономических показателей.

Область применения: использование для строительства подстанции 110/35/10кВ «Зубово»

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическая выгода заключается в снижении потерь электроэнергии, внедрение инновационных средств контроля и измерения. Значимость проекта-восстановление и улучшение технических и экономических показателей источников

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чесноков М.В.			<b>Реферат</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Дерюгин А.В.					8	147
Консульт.		Коршунова Л.А.						
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А.В.				<b>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</b>		

## Содержание

Введение.....	14
1 Анализ участка сети.....	17
1.1 Исходные данные.....	17
1.2 Нормальный режим до включения ПС «Зубово».....	19
1.3 Нормальный режим после включения ПС «Зубово».....	20
1.4 Расчет заданной сети в аварийном режиме.....	22
1.4.1 Отключение источника «Дема».....	22
1.4.2 Отключение источника «Бекетово».....	23
1.4.3 Обрыв линии Дема-БекетовоIцепь.....	24
1.4.4 Обрыв линии Дема-БекетовоII цепь.....	25
1.4.5 Обрыв линии Дема-БекетовоIIIцепь.....	26
2 Расчет электрической части подстанции.....	28
2.1 Характеристика проектируемой подстанции и её нагрузок.....	28
2. 2 Выбор числа и мощности трансформаторов связи.....	28
2.3 Определение количества линий на всех напряжениях.....	30
2.3.1 Определение количества линий на высокой стороне.....	30
2.3.3 Определениеколличества линий на стороне низкого напряжения (НН).....	31
2.4 Выбор схем распределительных устройств (РУ).....	31
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	32
2.5.1 Исходные данные для расчета токов короткого замыкания.....	32
2.5.2 Определение сопротивлений элементов схемы замещения.....	34
2.5.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2.....	37
2.5.3.1 Расчет токов короткого замыкания в точке К2 (ветвь С2).....	38

2.5.3.2	Расчет токов короткого замыкания в точке К2 (ветвь С1) .....	40
2.5.3.3	Расчет суммарных токов короткого замыкания в точке К2 .....	41
2.5.4	Расчет токов короткого замыкания в точке К3 .....	41
2.5.5	Расчет токов короткого замыкания в точке К4 .....	42
2.5.6	Расчет токов короткого замыкания в точке К1 .....	43
2.5.7	Расчет токов короткого замыкания в точке К5 .....	44
2.6	Выбор выключателей и разъединителей .....	46
2.6.1	Выбор выключателей и разъединителей в цепях РУ – 110кВ.....	46
2.6.2	Выбор выключателей и разъединителей в цепях РУ–35 и РУ-10 кВ .....	53
2.7	Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	58
2.7.1	Выбор измерительных трансформаторов напряжения для РУ–35кВ.....	58
2.7.2	Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	59
	для РУ-10 кВ .....	59
2.8.1	Выбор токоведущих частей для РУ–110 кВ.....	62
2.8.2	Выбор токоведущих частей для РУ–35 кВ.....	63
2.8.3	Выбор токоведущих частей для РУ–10 кВ.....	65
2.9	Расчет собственных нужд.....	69
2.9.1	Выбор оперативного тока.....	69
2.9.2	Расчет нагрузок собственных нужд ПС.....	69
2.9.3	Составление таблицы потребителей собственных нужд .....	70
2.9.4	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	72
2.9.5	Схема собственных нужд подстанции .....	73
3	Расчет релейной защиты трансформатора с применением МПУ РЗА .....	75
	производства НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары).....	75
3.1	Конфигурирование терминала БЭ2704V041 .....	76

3.2 Расчет ДЗТ.....	78
3.2.1 Определение тока срабатывания ДЗТ приотсутствии торможения.....	78
3.2.2 Определение коэффициента торможения.....	80
3.2.3 Определение тока начала торможения .....	81
3.2.4 Определение тока торможения блокировки ДЗТ.....	81
3.2.5 Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки .....	81
3.2.6 Определение коэффициента чувствительности защиты.....	83
3.3 Расчет МТЗ с блокировкой по напряжению.....	85
3.3.1 Определение первичного тока срабатывания защиты .....	85
3.3.2 Определение первичного напряжения срабатывания .....	86
3.3.3 Определение вторичных тока и напряжения срабатывания реле .....	87
3.3.4 Определение чувствительности защиты.....	88
3.3.5 Результаты расчета МТЗ с блокировкой по напряжению.....	89
3.3.6 Выбор выдержек времени .....	91
3.5 Расчет защиты от перегрузки.....	92
3.6 Расчет блокировки РПН .....	94
3.7 Расчет защиты от перегрева .....	94
3.8 Газовая защита.....	95
3.9 Газовая защита переключателя РПН.....	97
<b>4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>98</b>
4.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости .....	98
4.2 Расчет затрат на проектирование .....	100
4.3 Расчёт капиталовложений на оборудование строительно-монтажные работы	103
4.4 Расчет эксплуатационных затрат.....	105

<b>5 Социальная ответственность .....</b>	<b>109</b>
5.1 Введение.....	109
5.2 Опасность поражения электрическим током .....	111
5.3 Движущиеся машины и механизмы.....	113
5.4. Повышенная напряженность электромагнитного поля .....	114
5.5 Расчет защитного заземления подстанции «Зубово» .....	115
5.6 Молниезащита подстанции «Зубово» .....	119
5.6.1 Опасное воздействие молнии на объекты энергетики .....	119
5.6.2 Общие требования предъявляемые к молниезащите подстанций .....	122
5.7 Микроклимат .....	125
5.7.1 Оптимальные условия микроклимата .....	125
5.7.2 Допустимые условия микроклимата .....	126
5.8 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны .....	127
5.9 Освещение.....	128
5.10 Шум .....	130
5.11 Вибрация .....	131
5.12 Экологическая безопасность.....	132
5.13. Чрезвычайные ситуации.....	133
5.14.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ... ..	138
5.14.2. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения .....	139
5.15 Заключение .....	139
<b>Заключение.....</b>	<b>140</b>
Список литературы .....	141
Приложение А Карта режимов энергосистемы «ДемаБекетово».....	144

Приложение Б Подстанция «Зубово» схема электрическая принципиальная.....	145
Приложение В Подстанция «Зубово» схема электрическая расположения.....	146
Приложение Г Сеть электрическая 110/35/10 кВ схема электрическая функцио- нальная.....	147
Приложение Д Этапы и график выполнения работ.....	148

## Введение

Башкирская энергосистема обеспечивает электроснабжение потребителей, находящихся на территории Республики Башкортостан, и является одной из девяти региональных энергосистем, входящих в энергозону Урала.

В 2013 году электропотребление энергосистемы Республики Башкортостан составило 25708,6 млн. кВтч, а собственный максимум электрической нагрузки потребителей – 3857 МВт при числе часов использования максимума нагрузки - 6263 часа в год.

Анализ динамики электропотребления в период 2012-2013 годов показал, что при росте электропотребления ОЭС Урала в 2013 году (257,7 млрд.кВтч) по отношению к 2012 году (256,9 млрд.кВтч) 0,3 %, по Республике Башкортостан за тот же период прирост составил 1,4 %, т.к. электропотребление в 2012 году составило 25,36 млрд.кВтч, в 2013 году – 25,705 млрд.кВтч, в то время как по Зауралью Республики Башкортостан прирост за тот же составил 2,4 % (электропотребление в 2012 году составило 2,228 млн.кВтч, в 2013 году – 2,284 млн.кВтч). Необходимо так же учесть, что с 2008 по 2012 гг в энергорайонах Зауралья отмечался рост потребления электрической мощности с 304 МВт в 2008 г. до 359 МВт в 2012 г.(118%), что связано с восстановлением объемов производства крупных предприятий после кризисных явлений в экономике в 2008-2009 гг. и массового подключения домов физических лиц с заявленной мощностью 15 кВт и ниже, в результате чего превзойден докризисный уровень потребления 2007 г (337 МВт). Заявленный потенциальный прирост потребления в районе Зауралья в период 2013-2020 гг составляет по крупным предприятиям 201,5 МВт и по муниципальным образованиям 178 МВт. Все это говорит о том, что в Республике Башкортостан, в первую очередь в энергорайонах Зауралья, динамика роста электропотребления существенно выше среднего роста по ОЭС

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.№</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.Ра</i>	Чесноков				<b>Введение</b>	<i>Лит.Лит</i>	<i>ЛистЛис</i>	<i>ЛистовЛис</i>
<i>Руковод.Р</i>	Дерюгин А.В.						14	147142
<i>Консульт.</i>	Коршунова Л.А.					<b>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</b>		
<i>Н.КонтрН.</i>								
<i>Утвердил</i>	Прохоров А.В.							

Урала, что приводит к необходимости соответствующего развития как системообразующей сети, так и обеспечения технологических условий для выполнения заданных федеральным законодательством сроков для подключения потребителей.

При этом необходимо учесть, что по итогам 2013 года выработка электроэнергии электростанциями РБ составила 22 млрд. 428 млн. кВтч, что на 7,7 % ниже показателей аналогичного периода 2012 года, при этом выработка ТЭС и электростанциями промышленных предприятий оказалась ниже показателей 2012 года на 8,2% и 10,5% соответственно, при увеличении выработка ГЭС относительно 2012 года на 35,2%. За первый квартал 2014 года выработка электроэнергии электростанциями РБ составила 5 млрд. 896 млн. кВтч, что на 4,9 % ниже показателей аналогичного периода 2013 года Генерирующие компании РБ прогнозируют дальнейшее снижение выработки.

В результате выполненного анализа тенденций по электропотреблению и генерации выявляется общий тренд увеличения дефицита мощности электрической энергии в Республике Башкортостан. Энергорайоны: Центральный, Октябрьский, Белебеевский, Северо-Восточный, Белорецкий, Ирмель-Учалинский и энергоузлы: Сибайский и Бурибаевский которые занимают 90 % территории Республики Башкортостан являются дефицитными по мощности электрической энергии. Дефицит мощности в Центральной части энергосистемы Республики Башкортостан, составляющий порядка 1000 МВт имеет тенденцию к увеличению, в связи со снижением выработки ТЭЦ, работающих в этом энергорайоне.

Это основные факторы, определяющие мероприятия по развитию энергосистемы Республики Башкортостан.

Новая подстанция в поселке Зубово выполнит несколько задач: с одной стороны, она запитает новых потребителей, с другой, разгрузит соединение подстанции, в частности, ПС 35/10 кВ «Заливная» и «Мокроусово». Благодаря этому будет обеспечено надежное электроснабжение поселка Зубово, населенных пунктов Чесноковка, Нижегородка, Таптыково и Лекаревка. Все они активно затраиваются. Также от подстанции будут запитаны технопарк ВНижегородке и

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ряд новых предприятий в промышленной зоне ст. «Уршак», которые по планам администрации Уфимского района должны появиться в ближайшее время.

**Целью выпускной квалификационной работы** является проектирование подстанции 110/35/10 кВ «Зубово».

Для решения поставленной цели, необходимо решение ряда взаимосвязанных **задач**, а именно:

- анализ участка сети, к которому подключается проектируемая подстанция;
- выбор и проверка основного силового и коммутационного оборудования;
- расчет релейной защиты трансформатора с применением микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики и т.д

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

# 1 Анализ участка сети

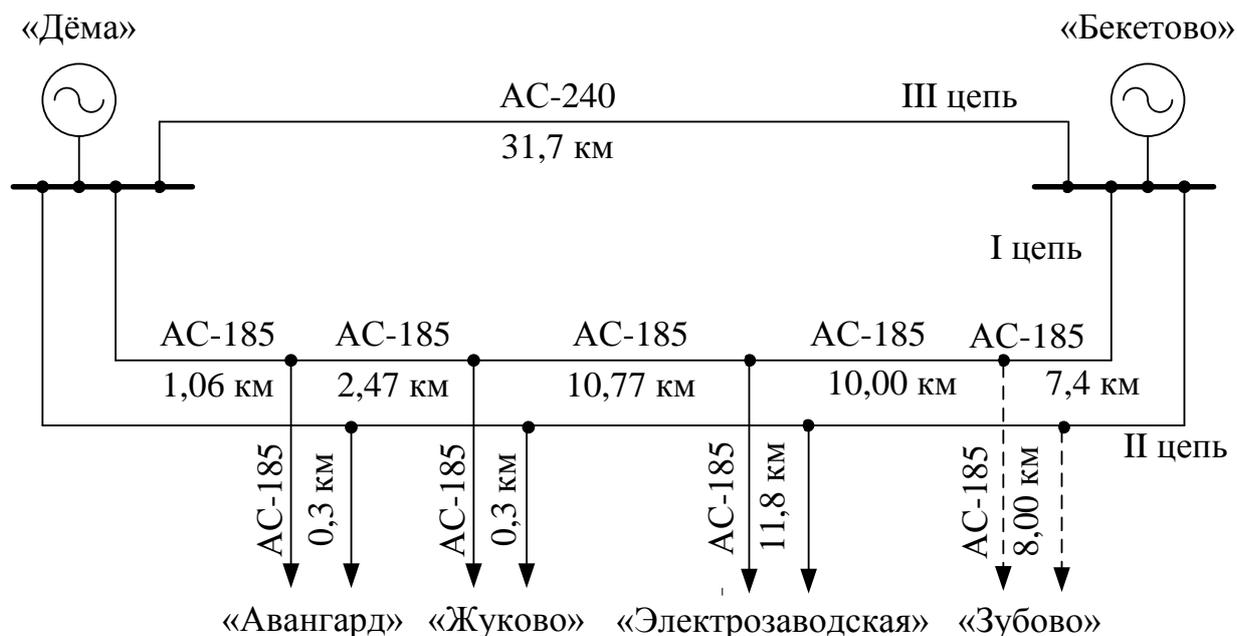


Рисунок 1.1 - Схема участка «Бекетово - Дема»

В данном разделе проведены анализ и оценка участка сети, к которой подключается проектируемая подстанция -участок «Бекетово - Дёма».

Участок сети «Бекетово - Дема» является ответственным участком для всей сети. По участку «Бекетово - Дема» проходит часть транзитной мощности энергосистемы, кроме того, к участку подсоединены ответвлениями от Iи IIцепи три подстанции: «Жуково», «Электrozаводская» и «Авангард».

## 1.1 Исходные данные

По данным телеизмерений известна мощность, передаваемая по участку на интервале «Бекетово - Дема», направление в сторону «Дема»:  $(117,16 + j71,22)$  МВ·А, также известны мощности нагрузок подстанций «Авангард», «Жуково» и «Электrozаводская» в наиболее тяжелом режиме - в зимний период и мощность нагрузки подстанции «Зубово» на пусковой период. Данные по мощностям нагрузок приведены в таблице 1.1.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Чесноков М.В.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Дерюгин А.В.					17	147
Консульт.	Коршунова Л.А.				ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр							
Утвердил	Прохоров А.В.						
<b>Расчет участка сети</b>							

Таблица 1.1 – Нагрузки подстанций участка «Бекетово - Дема»

Подстанции	1я цепь		2я цепь		3я цепь	
	P,МВт	Q,Мвар	P,МВт	Q,Мвар	P,МВт	Q,Мвар
Зубово	12,5	6,74	12,5	6,74	-	-
Электrozаводская	12,56	7,5	12,56	7,5	-	-
Жукова	6,4	4,8	6,4	4,8	-	-
Авангард	8,61	4,54	8,61	4,54	-	-
Дема	15,4	9,1	15,4	9,1	-	-
Транзитом	0,36	0,17	0,36	0,17	30,5	19

В таблице 1.2 приведены данные по линиям (согласно нормальной схеме ООО «Башкирэнерго»).

Таблица 1.2 - Данные по линиям на участке «Бекетово - Дема» I, II цепь

Линия	Длина, км	Марка провода
Бекетово - Зубово	7,4	АС-185
Зубово - Электrozаводская	10,00	АС-185
Электrozаводская - Жуково	10,77	АС-185
Жуково - Авангард	2,47	АС-185
Авангард - Дема	1,06	АС-185
Бекетово - Дема	31,7	АС-185

Схема участка приведена на рисунке 1.1, пунктиром показан проектируемый объект.

Электрическая сеть обеспечивает передачу мощностей и энергии от источников питания к потребителям. Режим работы сети характеризуется состоянием сети, конфигурацией прокладки линий, величинами потребляемой и генерируемой мощностей, электрическими параметрами сети. Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры (токи, мощности, напряжения и т.д.), характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС. В зависимости от состояния схемы и ее элементов различают нормальный и послеаварийный режимы. Нормальным режимом является

такой установившийся режим, когда схема находится в запланированном состоянии, т.е. все элементы сети работают с запланированными нагрузками. Послеаварийный режим считается установившимся режимом работы сети, возникший в результате планового или аварийного отключения элементов сети.

Расчет установившегося режима электрической сети выполняется для:

- определения загрузки элементов электрической сети, соответствующей пропускной способности;
- расчета перетока мощности;
- расчета сечения проводов;
- определения уровня напряжения в узлах и организации мероприятий по обеспечению требуемого уровня напряжения;
- определения значения потерь мощности и энергии для оценки экономичности работы сетей и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь.

Расчет установившихся режимов работы сети выполнен на ЭВМ, с использованием программного комплекса «RastrWin». Данный комплекс предназначен для расчета и анализа установившихся режимов работы сети (УР) и потерь электроэнергии (ЭЭ) в сетях, а так же для отслеживания оперативного состояния схем.

Кроме того, на расчетной схеме отображено текущее состояние коммутационных аппаратов начала и конца каждой ветви, а так же фактические взаимосвязи узлов и ветвей с соответствующими балансирующими узлами.

## 1.2 Нормальный режим до включения ПС «Зубово»

Результаты расчета нормального режима до включения ПС «Зубово» представлены на рисунке 1.2.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

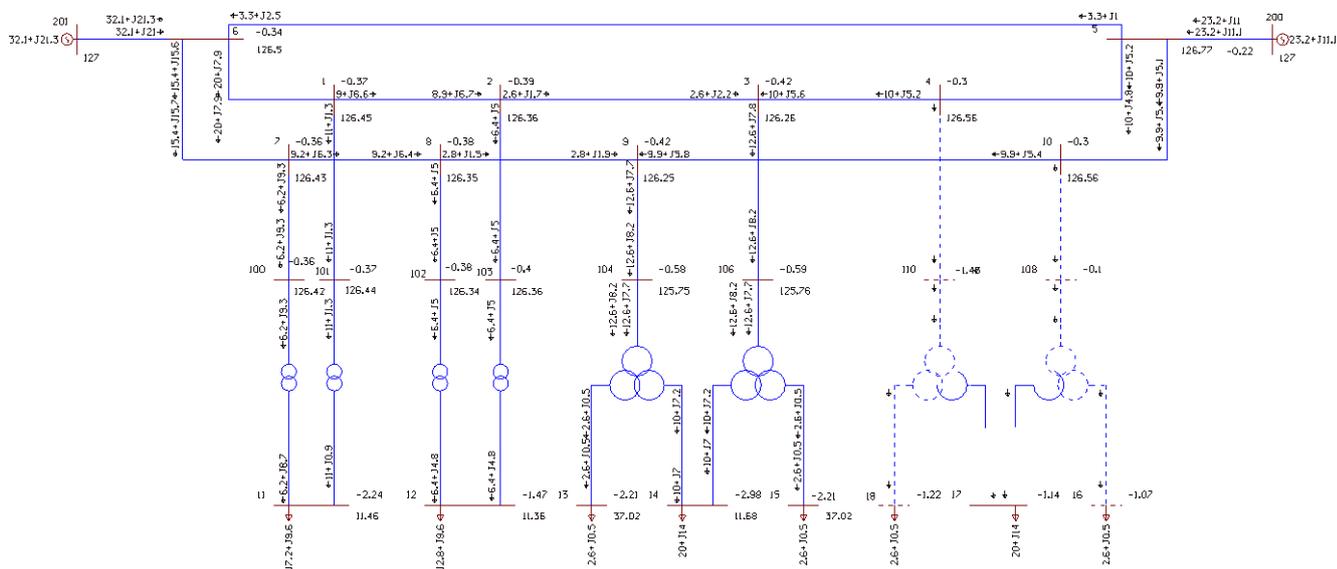


Рисунок 1.2 – Результаты расчета нормального режима до включения ПС «Зубово»

Проверка линий по допустимому току в нормальном режиме до включения ПС «Зубово» представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Проверка линий по допустимому току в нормальном режиме до включения ПС «Зубово»

Линия	Марка провода	I <sub>доп</sub> , А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово– Электrozаводская	АС-185	510	40,8	42,9
Электrozаводская – Жуково	АС-185	510	14	14
Жуково – Авангард	АС-185	510	51	51
Авангард – Дема	АС-185	510	98	100
Бекетово– Дема	АС-240	710	III цепь 19	
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	51	51
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	37	37
Отпайка на ПС «Электrozаводская»	АС-185	510	67	67

Все удовлетворяют условию  $I_{доп} \geq I$ .

### 1.3 Нормальный режим после включения ПС «Зубово»

Результаты расчета нормального режима после включения ПС «Зубово» представлены на рисунке 1.3.

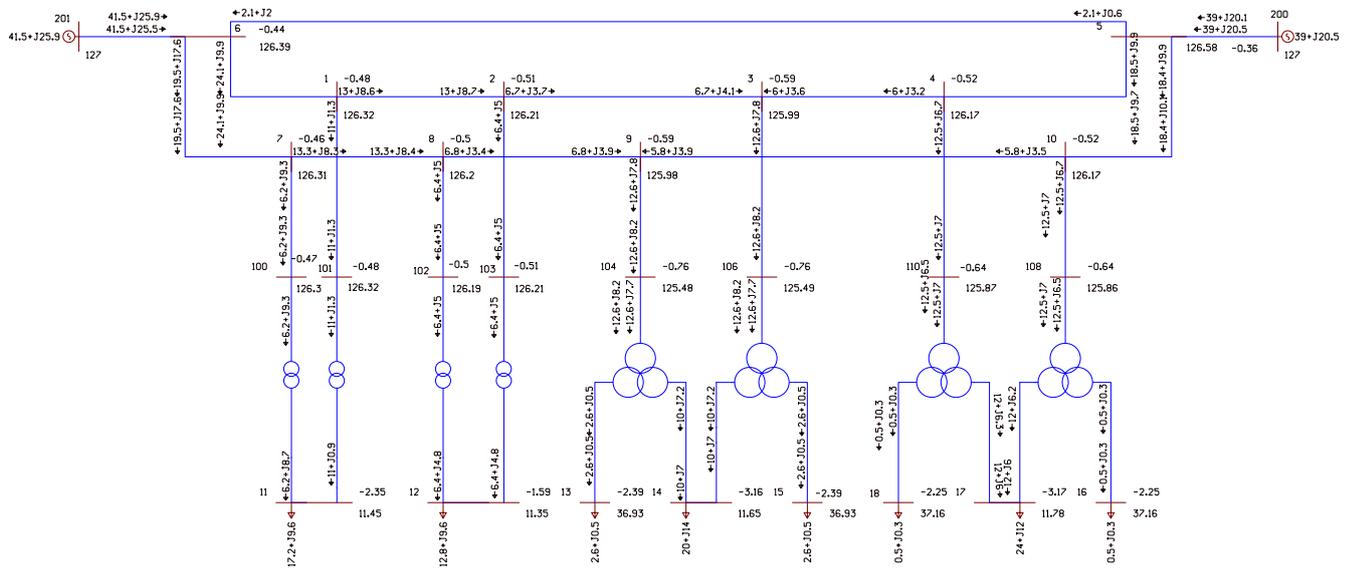


Рисунок 1.3 – Нормальный режим после включения ПС «Зубово»

Проверка линий по допустимому току в нормальном режиме до включения ПС «Зубово» представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Проверка линий по допустимому току в нормальном режиме после включения ПС «Зубово»

Линия	Марка провода	Идоп, А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово–Зубово	АС-185	510	97	97
Зубово– Электрозаводская	АС-185	510	30	30
Электрозаводская – Жуково	АС-185	510	37	37
Жуково – Авангард	АС-185	510	73	73
Авангард – Дема	АС-185	510	120	121
Бекетово– Дема	АС-240	710	III цепь 13	
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	51	51
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	37	37
Отпайка на ПС «Электрозаводская»	АС-185	510	68	68
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	68	68

Все провода удовлетворяют условию  $I_{доп} \geq I$ .

## 1.4 Расчет заданной сети в аварийном режиме

### 1.4.1 Отключение источника «Дема»

Результаты расчета аварийного режима, вызванного отключением ПС Дема, представлены на рисунке 1.4.

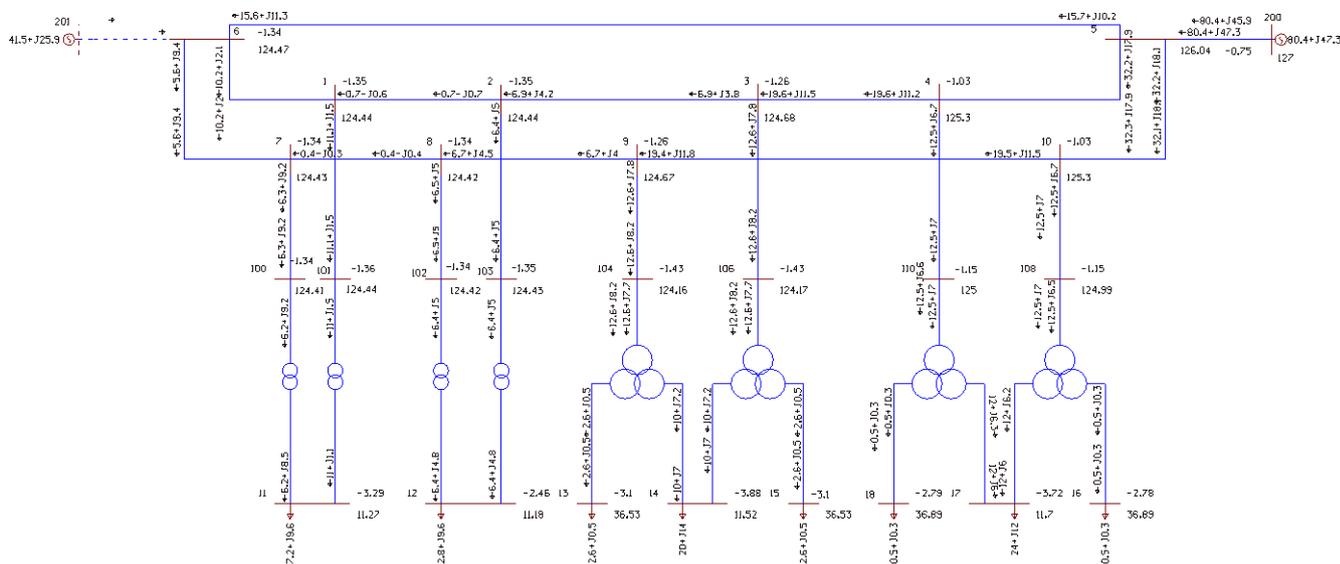


Рисунок 1.4 – Результаты расчета сети в аварийном режиме

(Отключение источника «Дема»)

Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме, вызванного отключением ПС Дема, представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме

(Отключение источника «Дема»)

Линия	Марка провода	I <sub>доп</sub> , А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово–Зубово	АС-185	510	219	222
Зубово– Электrozаводская	АС-185	510	151	154
Электrozаводская – Жуково	АС-185	510	83	86
Жуково – Авангард	АС-185	510	50	51
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	51	51
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	38	39
Отпайка на ПС «Электrozаводская»	АС-185	510	69	69
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	69	69

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

ФЮРА.140205.018 ПЗ

Лист

22

Все провода удовлетворяют условию  $I_{don} \geq I$ .

### 1.4.2 Отключение источника «Бекетово»

Результаты расчета аварийного режима, вызванного отключением ПС Бекетово, представлены на рисунке 1.5.

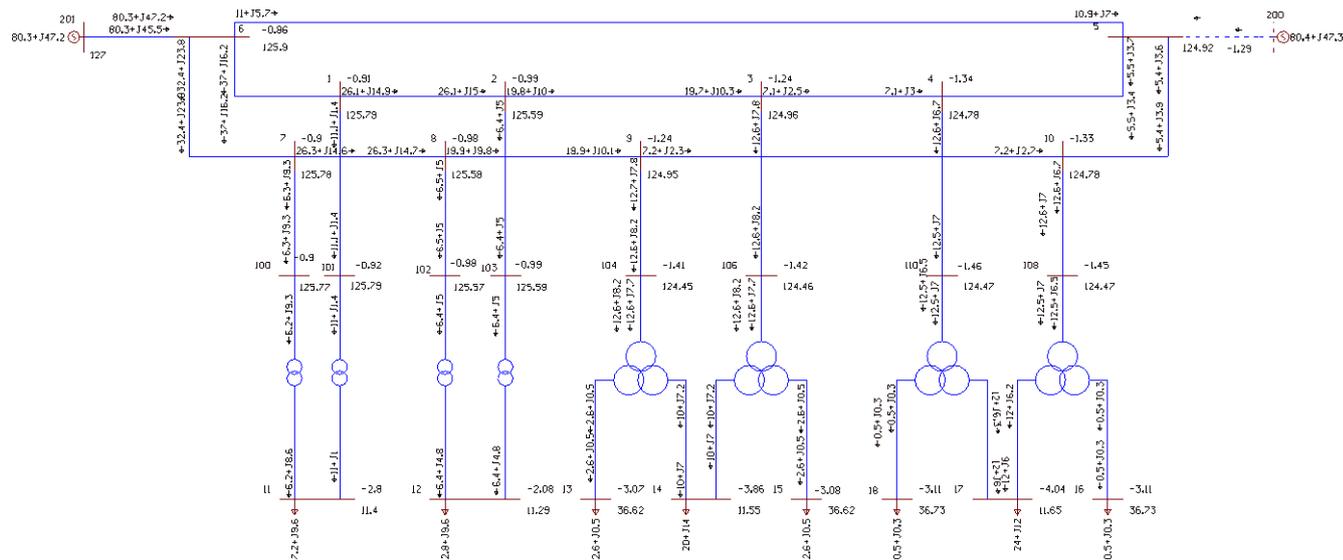


Рисунок 1.5 – Результаты расчета сети в аварийном режиме  
(Отключение источника «Бекетово»)

Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме, вызванного отключением ПС Бекетово, представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме  
(Отключение источника «Бекетово»)

Линия	Марка провода	I <sub>доп</sub> , А	I, А	
			I цепь	II цепь
Зубово– Электрозаводская	АС-185	510	69	69
Электрозаводская – Жуково	АС-185	510	137	137
Жуково – Авангард	АС-185	510	172	173
Авангард – Дема	АС-185	510	219	220

Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	51	51
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	37	38
Отпайка на ПС «Электрозаводская»	АС-185	510	69	69
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	69	69

Все выбранные провода удовлетворяют условию  $I_{don} \geq I$ .

### 1.4.3 Обрыв линии Дема-БекетовоЦепь

Результаты расчета аварийного режима, вызванного обрывом линии Дема-БекетовоЦепь, представлены на рисунке 1.6.

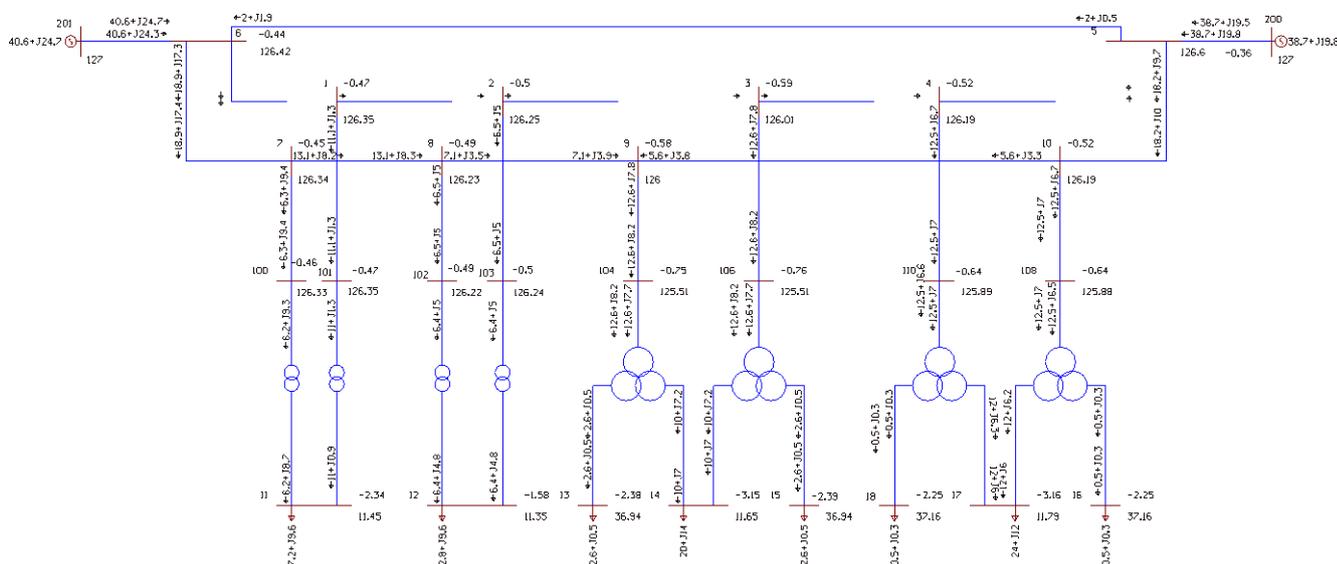


Рисунок 1.6 – Результаты расчета сети в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-БекетовоЦепь)

Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме, вызванного обрывом линии Дема-БекетовоЦепь, представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-БекетовоЦепь)

Линия	Марка провода	Идоп, А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово–Зубово	АС-185	510		191
Зубово– Электрозаводская	АС-185	510		53
Электрозаводская – Жуково	АС-185	510		84
Жуково – Авангард	АС-185	510		157
Авангард – Дема	АС-185	510		250
Бекетово– Дема	АС-240	710	III цепь 12	
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	0	93
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	0	74
Отпайка на ПС «Электрозаводская»	АС-185	510	0	138
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	0	138

Все выбранные провода удовлетворяют условию  $I_{доп} \geq I$ .

#### 1.4.4 Обрыв линии Дема-Бекетово II цепь

Результаты расчета аварийного режима, вызванного обрывом линии Дема-Бекетово II цепь, представлены на рисунке 1.7.

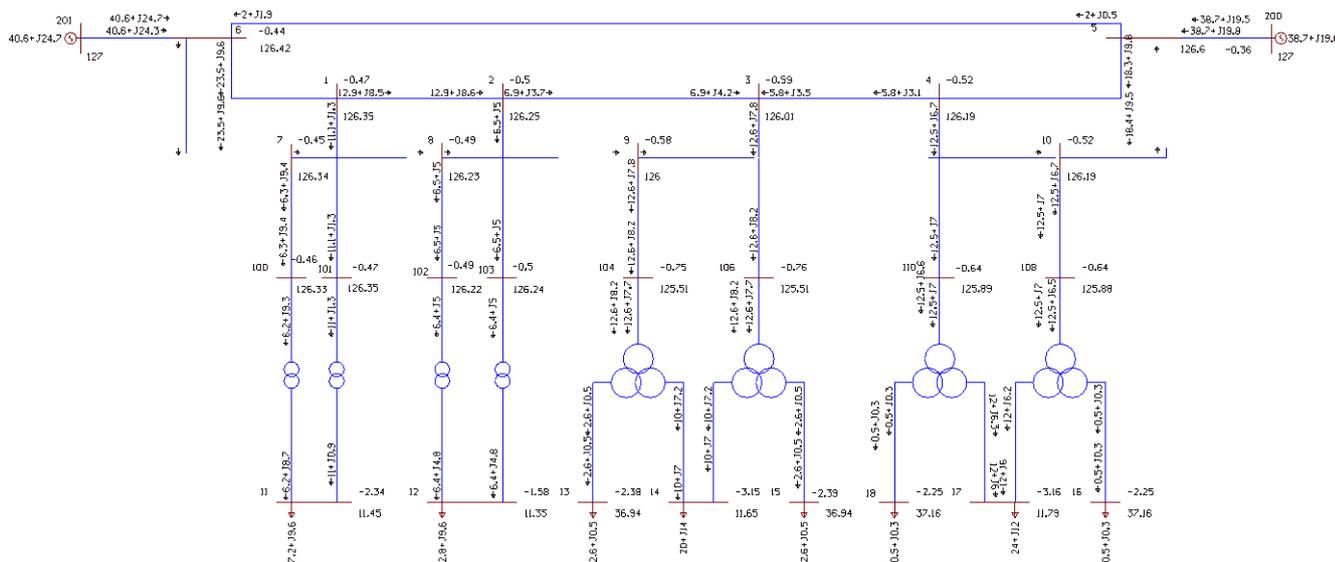


Рисунок 1.7 – Результаты расчета сети в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-Бекетово II цепь)

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме, вызванного обрывом линии Дема-БекетовоII цепь, представлена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-БекетовоII цепь»)

Линия	Марка провода	Iдоп, А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово–Зубово	АС-185	510	190	
Зубово– Электрозаводская	АС-185	510	53	
Электрозаводская – Жуково	АС-185	510	84	
Жуково – Авангард	АС-185	510	158	
Авангард – Дема	АС-185	510	248	
Бекетово– Дема	АС-240	710	III цепь 12	
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	91	1
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	74	0
Отпайка на ПС «Электрозаводская»	АС-185	510	138	0
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	138	0

Все выбранные провода удовлетворяют условию  $I_{доп} \geq I$ .

#### 1.4.5 Обрыв линии Дема-БекетовоIII цепь

Результаты расчета аварийного режима, вызванного обрывом линии Дема-БекетовоIII цепь, представлены на рисунке 1.8.

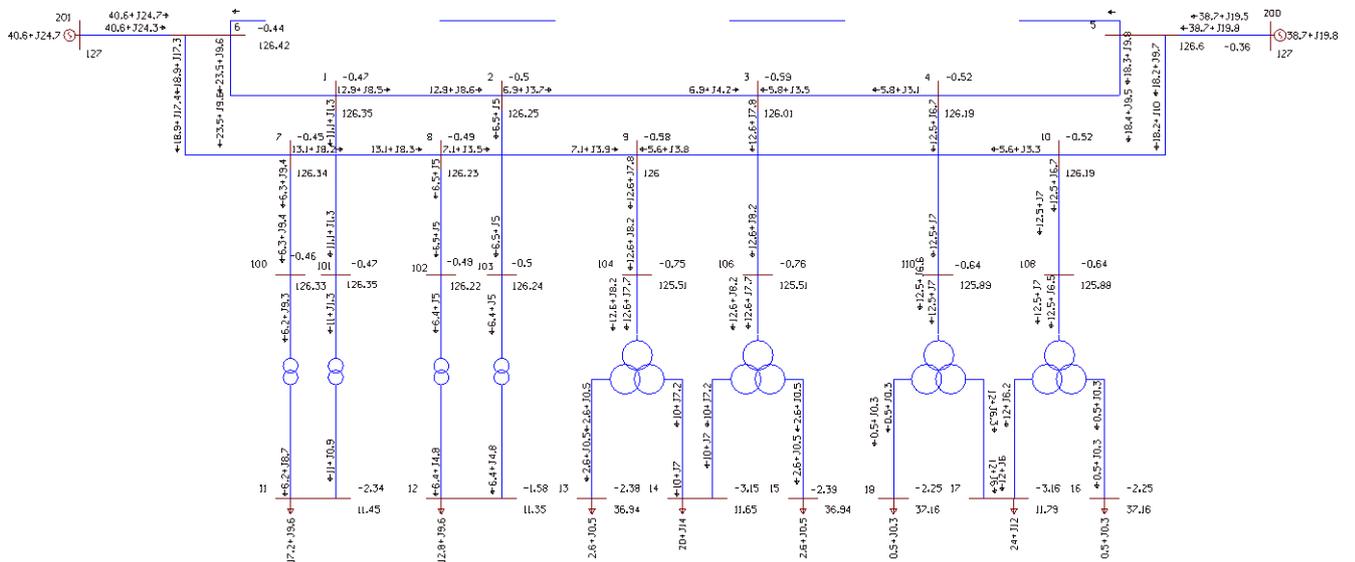


Рисунок 1.8 – Результаты расчета сети в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-БекетовоIII цепь»)

Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме, вызванного обрывом линии Дема-БекетовоIII цепь, представлена в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Проверка линий по допустимому току в аварийном режиме (Обрыв линии Дема-БекетовоIII цепь»)

Линия	Марка провода	I <sub>доп</sub> , А	I, А	
			I цепь	II цепь
Бекетово–Зубово	АС-185	510	97	97
Зубово– Электроставская	АС-185	510	30	30
Электроставская – Жуково	АС-185	510	37	37
Жуково – Авангард	АС-185	510	73	73
Авангард – Дема	АС-185	510	120	121
Отпайка на ПС «Авангард»	АС-185	510	51	51
Отпайка на ПС «Жуково»	АС-185	510	37	37
Отпайка на ПС «Электроставская»	АС-185	510	68	68
Отпайка на ПС «Зубово»	АС-185	510	68	68

Все выбранные провода удовлетворяют условию  $I_{доп} \geq I$ .

## 2 Расчет электрической части подстанции

### 2.1 Характеристика проектируемой подстанции и её нагрузок

Исходными данными для проектирования подстанции 110/35/10 кВ «Зубово» служат:

– техническое задание на выполнение проектных работ по строительству подстанции 110/35/10 кВ «Зубово»;

Подстанция «Зубово» имеет напряжения: на высокой стороне – 110 кВ, на средней – 35 кВ, на низкой – 10 кВ. Потребляемая мощность с шин низкого напряжения подстанции равна 25 МВт.

По способу присоединения к сети подстанция является ответвительной. Связь с системой осуществляется по двум воздушным линиям. Подключение подстанции «Зубово» будет выполнено ответвлением от I и II цепи существующей ВЛ-110 кВ «Бекетово-Дёма».

На НН подстанция имеет 22 отходящих к потребителям линий. Энергосистема подключенная к РУ – 110 кВ имеет следующие параметры:

$$S_{нс110} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}; x_{нс110} = 1,5 \text{ Ом}; l_{лэн110ВЛ} = 8,0 \text{ км}.$$

### 2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов связи

Часть нагрузки проектируемой подстанции относится к 1 категории. Для бесперебойного электроснабжения на подстанции должно быть установлено два трансформатора

Мощность трансформаторов выбираем с учетом загрузки их на перспективу. Выбранные для установки трансформаторы требуется проверить по стандартным условиям выбора трансформаторов.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>		
<b>Изм</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>	<b>Расчет электрической части подстанции</b>		
Разраб.	Чесноков М.В.						
Руковод.	Дерюгин А.В.					28	147
Консульт.	Коршунова Л.А.				ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н.Контр							
Утвердил	Прохоров А.В.						

Условия выбора:

$$\begin{aligned}U_{н.вн} &\geq U_{уст}; \\U_{н.сн} &\geq U_{уст}; \\U_{н.нн} &\geq U_{уст}; \\S_{н.т} &\geq S_{ф.т} = 0,7 \cdot S_{max}, \\S_T &= \frac{S_n}{1.4(n-1)};\end{aligned}\tag{3.1}$$

где  $U_{н.вн}$ ,  $U_{н.сн}$ ,  $U_{н.нн}$  - номинальные ВН, СН и НН трансформатора, кВ;

Согласно схеме и программе развития республики Башкортостан прогнозируемая нагрузка на проектируемую подстанцию в ближайшие 5 лет составит примерно 50 МВА.

$$S_T = \frac{50}{1.4(1-1)} = 40 \text{ МВА};$$

Зная необходимую мощность трансформаторов для проектируемой подстанции, предлагаю выбрать трехфазный трех обмоточный трансформатор ТДТН-40000/110.

Данный трансформатор нужно испытать на режим, когда один из параллельных трансформаторов отключен - аварийный режим:

$$\frac{S_{max}}{S_{н.т}} \leq 1,3 \div 1,4.\tag{3.2}$$

Проверяем соответствие предлагаемого трансформатора условиям (3.1):

$$115 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ};$$

$$38,5 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ};$$

Рассмотрим режим аварийного отключения одного из трансформаторов, согласно (3.2):

$$\frac{50}{40} = 1,25 \leq 1,3 \div 1,4.$$

Поэтому, данный трансформатор соответствует всем критериям отбора и проверки.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Технические данные трансформатора приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Технические данные трансформатора

Тип трансформатора		ТДТН - 40000/110
$S_{н.т}$ , МВ·А		40
Напряжение обмоток, кВ	ВН	115
	СН	38,5
	НН	11
Потери, кВт	$\Delta P_{x.x}$	35
	$\Delta P_{к.з}$	200
$U_{к.з}$ , %	ВН-СН	10,5
	ВН-НН	17,5
	СН-НН	6,5
$i_{x.x}$ , %		0,6

### 2.3 Определение количества линий на всех напряжениях

#### 2.3.1 Определение количества линий на высокой стороне

Подсоединение подстанции будет осуществляться ответвлением от имеющейся линии, так на стороне ВН, нам нужно две линии. Учитываем, что мощность ПС максимально допустимой загрузки ( $S_{загр.маx} \approx 1,4 \cdot S_{н.т}$ ) составляет примерно 50 МВ·А, а максимальная нагрузка линии 110 кВ находится в диапазоне (30 ÷ 45) МВт, строительство двух линий вполне оправдано.

#### 2.3.2 Определение количества линий на стороне среднего напряжения (СН)

На первом этапе работы подстанция будет передавать мощность значительно меньше номинальной, основная часть которой ляжет на нагрузки НН, в связи с чем на стороне СН построены две ячейки с увеличением до четырех.

### 2.3.3 Определениколичества линий на стороне низкого напряжения (НН)

На стороне НН должны быть установлены 22 линейных ячеек, чтобы иметь возможность снабдить электроэнергией всех нуждающихся потребителей.

### 2.4 Выбор схем распределительных устройств (РУ)

На стороне ВН, руководствуясь требованиями ТЗ, а также [1], необходимо принять схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Данная схема применяется на ответвительных подстанциях до 220 кВ включительно.

На стороне СН необходимо принять схему 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Схема применяется на РУ на сторонах ВН, СН, НН трансформаторов, а также при пяти и более присоединениях.

На стороне НН, это схема 10-1 "одна секционированная выключателем система шин". Обычно, количество секций соответствует количеству источников питания. Для облегчения работы аппаратуры в цепи отходящих линий, для уменьшения сечения кабелей за счет ограничения токов короткого замыкания и для надежной и бесперебойной работы релейной защиты на подстанции используется отдельный трансформатор. Секционный выключатель имеет возможность автоматического ввода резерва (АВР) и срабатывает при обесточивании одной из секций.

											Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ						31

## 2.5 Расчет токов короткого замыкания

### 2.5.1 Исходные данные для расчета токов короткого замыкания

– Расчеты токов короткого замыкания, необходимые для: проверки выбора электрических аппаратов и проводников, используемых на ПС;

-выбор уставки и проверка чувствительности устройств релейной защиты.

Для упрощения расчетов принять допущения:

- не учитывает насыщение сердечника трансформатора;
- не учитывать ток намагничивания;
- считают 3-фазной систему симметричной;
- не учитывать активного сопротивления, полагая, цепь чисто индуктивная.

Эти допущения приводят к незначительному увеличению токов короткого замыкания (погрешность расчетов не превышает  $5 \div 10 \%$ , что допустимо в соответствии с требованиями[5]).

При расчете токов короткого замыкания необходимо определить следующие значения:

–  $I_{п0}$  - действующее начальное значение составляющей тока короткого замыкания –требуется для расчета оборудования потермостойчивости;

–  $i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания -нуженчто бы расщитать оборудования по электродинамической устойчивости;

–  $i_{ат}$  - аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в определенный момент  $t = \tau$  (момент отключения цепи) –что бы проверить выключатель на отключающую способность;

–  $I_{пт}$  - периодическую составляющую тока короткого замыкания в момент  $t = \tau$  (момент отключения цепи) - для проверки выключателя на отключающую способность.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					32

Составим расчетную схему проектируемой подстанции. Расчетная схема приведена на рисунке 2.3.

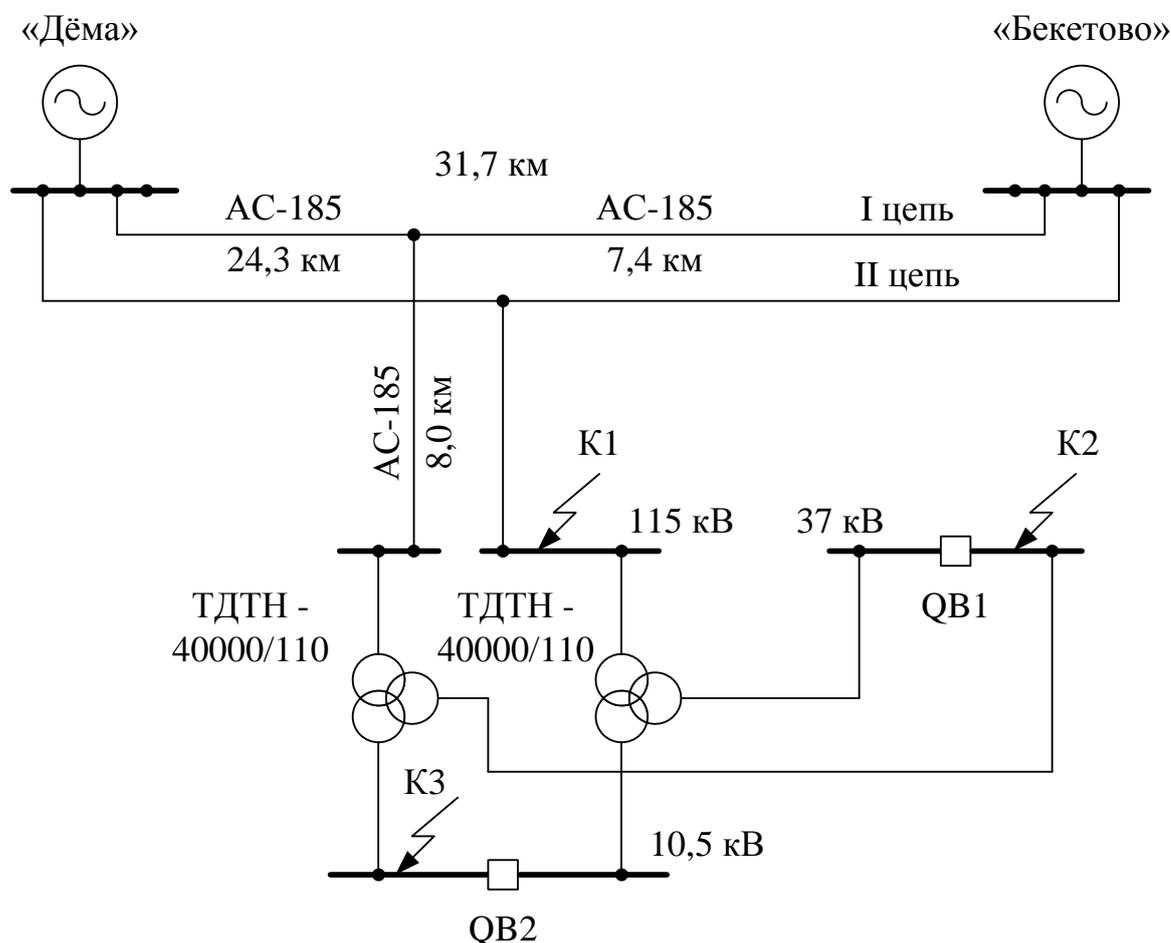


Рисунок 2.3 -Расчетная схема подстанции

Для расчета токов короткого замыкания на проектируемом объекте, имеются токи короткого замыкания на шинах подстанций «Дёма» и «Бекетово» (в максимальном и минимальном режимах), с которыми связана проектируемая подстанция.

Подстанция «Дёма»:

– максимальный режим:  $U_{\max} = 122,7 \text{ кВ}$ ,  $I_{\max}^{(3)} = 18,85 \text{ кА}$ ;

– минимальный режим:  $U_{\min} = 122,0 \text{ кВ}$ ,  $I_{\min}^{(3)} = 11,4 \text{ кА}$ .

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Подстанция «Бекетово»:

– максимальный режим:  $U_{\max} = 123,7 \text{ кВ}$ ,  $I_{\max}^{(3)} = 29,5 \text{ кА}$ ;

– минимальный режим:  $U_{\min} = 122,9 \text{ кВ}$ ,  $I_{\min}^{(3)} = 22,25 \text{ кА}$ .

Определим мощности короткого замыкания энергосистем:

– максимальный режим:

$$S_{\text{кз}}^{\text{Д}} = \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot I_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,7 \cdot 18,85 = 4006,052 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{кз}}^{\text{Б}} = \sqrt{3} \cdot U_{\max} \cdot I_{\max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 123,7 \cdot 29,5 = 6320,513 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

– минимальный режим:

$$S_{\text{кз}}^{\text{Д}} = \sqrt{3} \cdot U_{\min} \cdot I_{\min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,0 \cdot 11,4 = 2408,936 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{кз}}^{\text{Б}} = \sqrt{3} \cdot U_{\min} \cdot I_{\min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 122,9 \cdot 22,25 = 4736,336 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

## 2.5.2 Определение сопротивлений элементов схемы замещения

Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 2.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

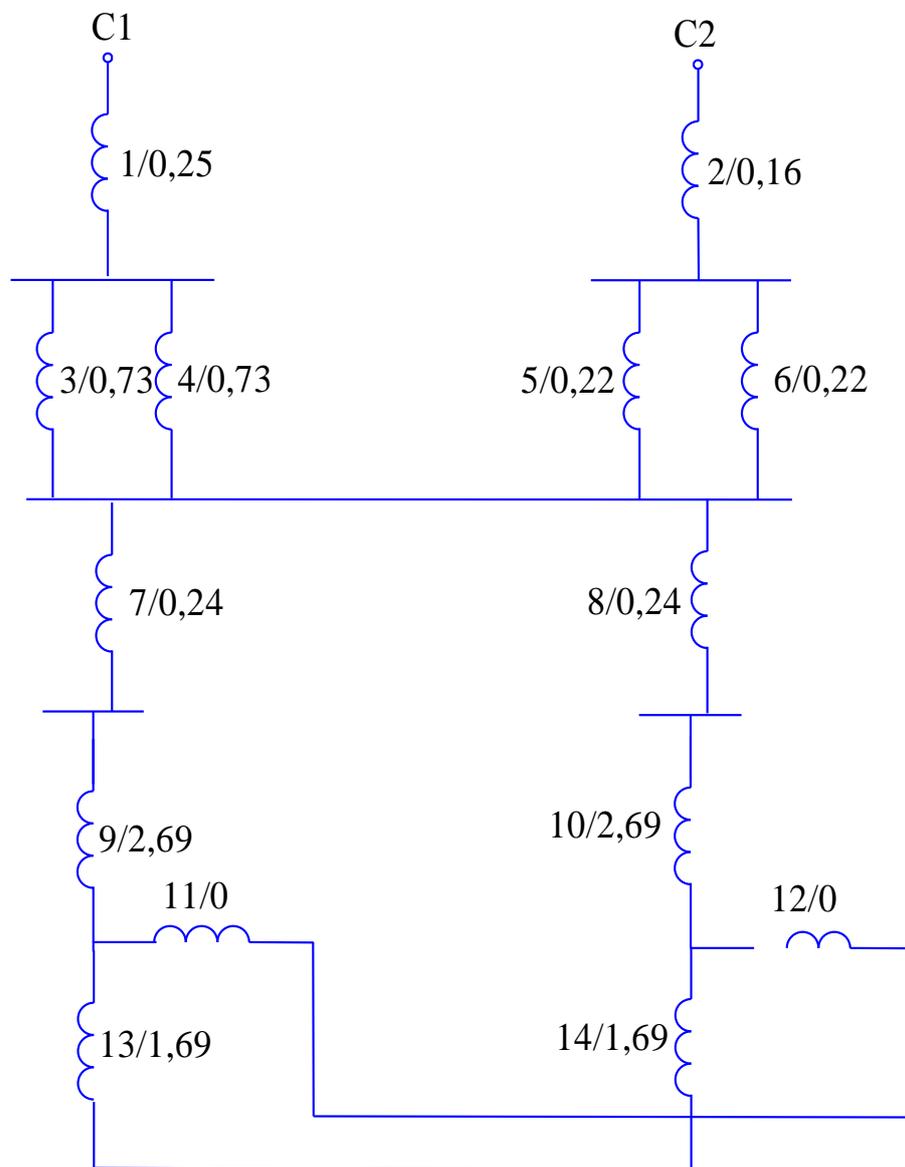


Рисунок 2.4 – Эквивалентная схема замещения

Расчет ведём в относительных единицах. Принимаем за базовую мощность  $S_B = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ .

Сопротивления систем определяются следующим образом:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (2.3)$$

где  $S_{кз}$  - мощность короткого замыкания соответствующей системы.

Согласно (2.3) получаем:

$$X_1 = \frac{1000}{4006,052} = 0,250;$$

$$X_2 = \frac{1000}{6320,513} = 0,158.$$

Сопротивления линий можно найти по следующей формуле:

$$X_{\text{лп}} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2}, \quad (2.4)$$

В результате, согласно (2.4), получаем:

$$X_3 = X_4 = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 24,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,73,$$

$$X_5 = X_6 = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 7,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,22$$

$$X_7 = X_8 = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 8,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,24$$

где  $X_{\text{уд}} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$  - для одноцепной воздушной линии.

Сопротивления трансформатора:

$$X_T = \frac{X_T \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{н.т}}}, \quad (2.5)$$

где  $X_T \%$  - относительное сопротивление трансформатора, определяемое через напряжение короткого замыкания трансформатора  $U_{\text{к.з}} \%$ :

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				36

$$X_{Т ВН} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{К.З ВН-НН} \% + U_{К.З ВН-СН} \% - U_{К.З СН-НН} \%) =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$X_{Т СН} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{К.З ВН-СН} \% + U_{К.З СН-НН} \% - U_{К.З ВН-НН} \%) =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%;$$

$$X_{Т НН} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{К.З ВН-НН} \% + U_{К.З СН-НН} \% - U_{К.З ВН-СН} \%) =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

Сопротивления трансформатора, согласно (2.5):

$$X_9 = X_{10} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,69$$

$$X_{11} = X_{12} = 0$$

$$X_{13} = X_{14} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,69$$

### 2.5.3 Расчет токов короткого замыкания в точке К2

Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К2 и пути её преобразования представлены на рисунке 2.5.

Сопротивления, по которым ток не протекает, не учитываем. Из за этого схема сильно упрощается:

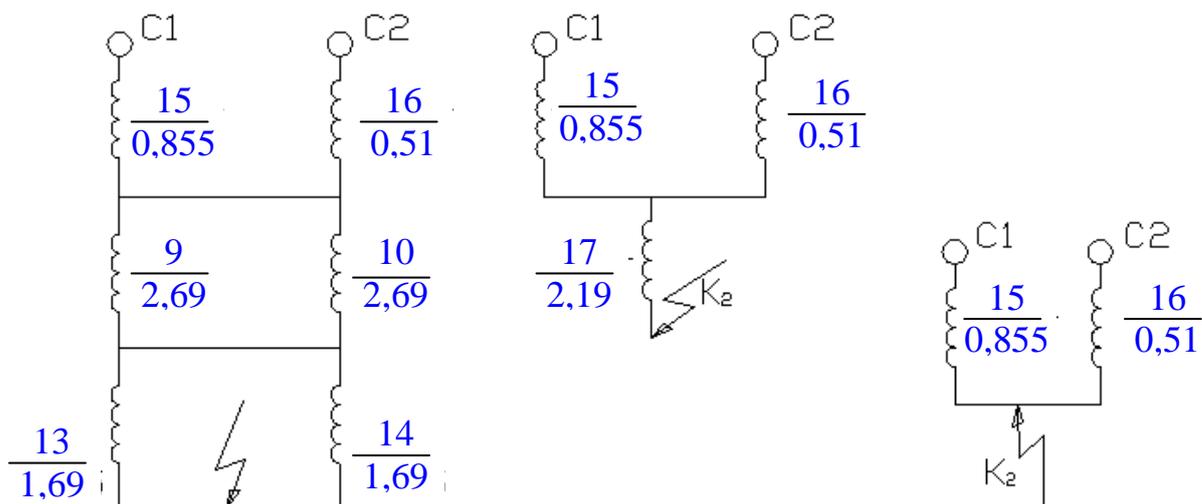


Рисунок 2. 6 - Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К2 и пути её преобразования

$$X_{15} = \frac{X_3}{2} + X_1 + X_7 = \frac{0,73}{2} + 0,25 + 0,24 = 0,855$$

$$X_{16} = \frac{X_5}{2} + X_2 + X_8 = \frac{0,22}{2} + 0,16 + 0,24 = 0,51$$

$$X_{17} = \frac{X_9}{2} + \frac{X_{13}}{2} = \frac{2,69}{2} + \frac{1,69}{2} = 2,19$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = (X_{15} \cdot X_{16}) / (X_{15} + X_{16}) = (0,855 \cdot 0,51) / (0,855 + 0,51) = 0,32$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_{17} = 0,32 + 2,19 = 2,51$$

$$C1 = X_{\text{ЭКВ}} / X_{15} = 0,32 / 0,855 = 0,37$$

$$C2 = X_{\text{ЭКВ}} / X_{16} = 0,32 / 0,51 = 0,63$$

$$X_{18} = X_{\text{рез}} / C2 = 2,51 / 0,63 = 3,98$$

$$X_{19} = X_{\text{рез}} / C1 = 2,51 / 0,37 = 6,78$$

### 2.5.3.1 Расчет токов короткого замыкания в точке К2 (ветвь С2)

- 1) Периодическая составляющая тока короткого замыкания:



$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Согласно таблице 3.6 [6],  $T_a = 0,02$  с

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,82 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 2,64 \text{ кА.}$$

4) Периодическая составляющая токов короткого замыкания в момент разведения контактов выключателя:

$$I_{n,t} = I_{n,o} = 13,82 \text{ кА,} \quad (2.10)$$

т. к. система является источником бесконечной мощности.

### 2.5.3.2 Расчет токов короткого замыкания в точке К2 (ветвь С1)

1) Периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{n,o} = \frac{E_*'' \cdot I_B}{X_{рез}} = \frac{1,55}{6,78} = 8,11 \quad (2.11)$$

2) Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,11 \cdot 1,84 = 21,10 \text{ кА.} \quad (2.12)$$

3) Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент разведения контактов выключателя:

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,11 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 1,55 \text{ кА.} \quad (2.13)$$

4) Периодическая составляющая токов короткого замыкания в момент разведения контактов выключателя:

$$I_{n,t} = I_{n,o} = 8,11 \text{ кА,} \quad (2.14)$$

т. к. система является источником бесконечной мощности.

### 2.5.3.3 Расчет суммарных токов короткого замыкания в точке К2

- 1)  $I_{п.о} = 13,82 + 8,11 = 21,93 \text{ кА}$
- 2)  $i_y = 35,96 + 21,10 = 57,06 \text{ кА}$
- 3)  $i_{a.t} = 1,55 + 2,64 = 4,19 \text{ кА}$
- 4)  $I_{п.t} = I_{п.о} = 21,93 \text{ кА}$

### 2.5.4 Расчет токов короткого замыкания в точке К3

Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К3 и пути её преобразования представлены на рисунке 2.6

Сопротивления, по которым ток не протекает, не учитываем. Из за этого схема сильно упрощается:

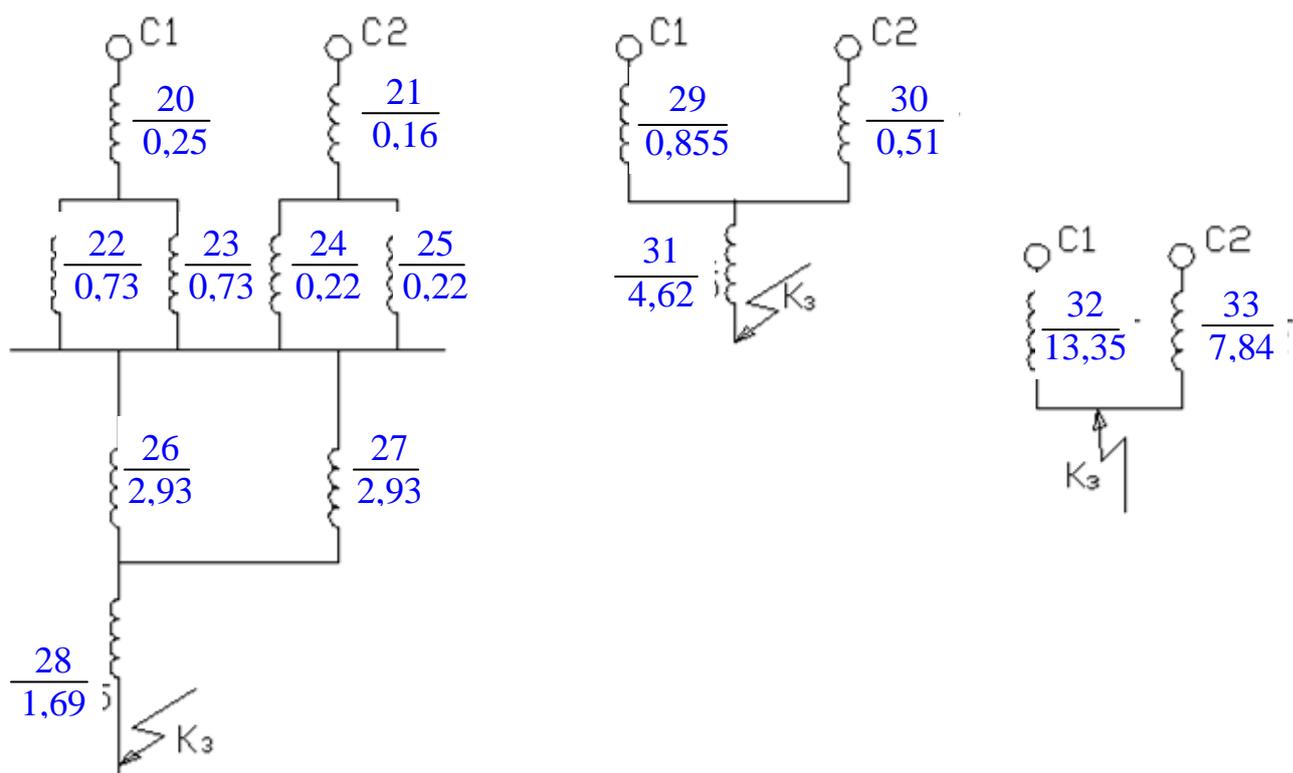


Рисунок 2. 5 - Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К3 и пути её преобразования

$$X_{20} = X_1 = 0,25$$

$$X_{21} = X_2 = 0,16$$

$$X_{22} = X_{23} = X_3 = X_4 = 0,73$$

$$X_{24} = X_{25} = X_5 = X_6 = 0,22$$

$$X_{26} = X_{27} = X_7 + X_9 = X_8 + X_{10} = 0,24 + 2,69 = 2,93$$

$$X_{28} = X_{13} = 1,69$$

$$X_{29} = X_{15} = 0,855$$

$$X_{30} = X_{16} = 0,51$$

$$X_{31} = \frac{X_{26}}{2} + X_{28} = \frac{2,93}{2} + 1,69 = 4,62$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = (X_{29} \cdot X_{30}) / (X_{29} + X_{30}) = (X_{15} \cdot X_{16}) / (X_{15} + X_{16}) = 0,32$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_{31} = 0,32 + 4,62 = 4,94$$

$$X_{32} = X_{\text{рез}} / C1 = 4,94 / 0,37 = 13,35$$

$$X_{33} = X_{\text{рез}} / C2 = 4,94 / 0,63 = 7,84$$

## 2.5.5 Расчет токов короткого замыкания в точке К4

Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К4 и пути её преобразования представлены на рисунке 2.7.

Сопротивления, по которым ток не протекает, не учитываем. Из за этого схема сильно упрощается:

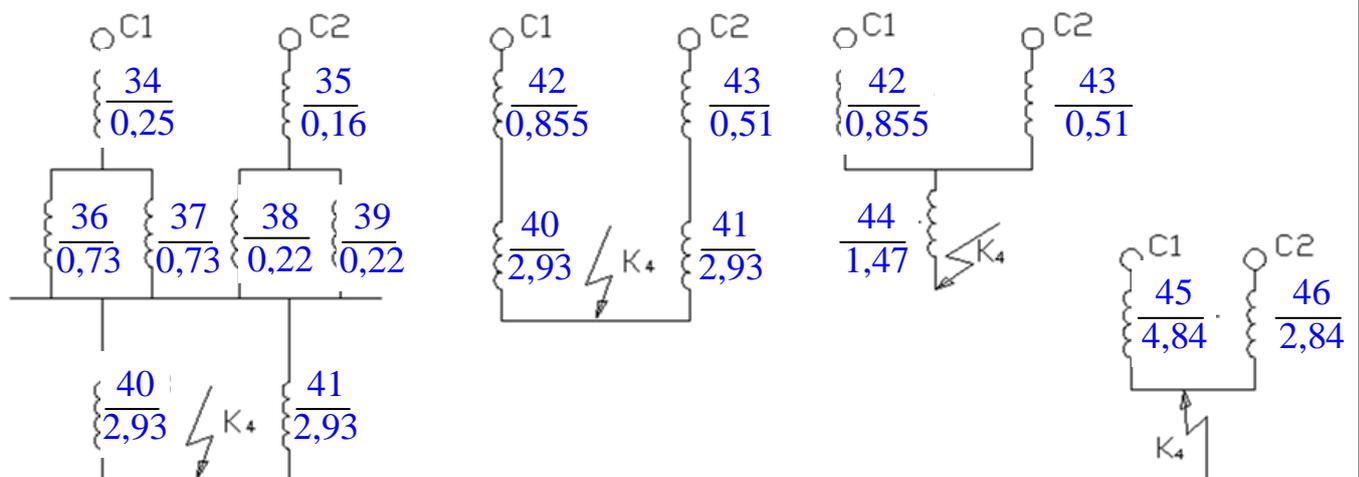


Рисунок 2. 7 - Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К4 и пути её преобразования

$$X_{34} = X_1 = 0,25$$

$$X_{35} = X_2 = 0,16$$

$$X_{36} = X_{37} = X_3 = X_4 = 0,73$$

$$X_{38} = X_{39} = X_5 = X_6 = 0,22$$

$$X_{40} = X_{41} = X_7 + X_9 = X_8 + X_{10} = 0,24 + 2,69 = 2,93$$

$$X_{42} = X_{15} = 0,855$$

$$X_{43} = X_{16} = 0,51$$

$$X_{44} = \frac{X_{40}}{2} = \frac{2,93}{2} = 1,47$$

$$X_{\text{эКВ}} = (X_{42} \cdot X_{43}) / (X_{42} + X_{43}) = X_{15} \cdot X_{16} / (X_{15} + X_{16}) = 0,32$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{эКВ}} + X_{44} = 0,32 + 1,47 = 1,79$$

$$X_{45} = X_{\text{рез}} / C1 = 1,79 / 0,37 = 4,84$$

$$X_{46} = X_{\text{рез}} / C2 = 1,79 / 0,63 = 2,84$$

### 2.5.6 Расчет токов короткого замыкания в точке К1

Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К1 и пути её преобразования представлены на рисунке 2.8

Сопrotивления, по которым ток не протекает, не учитываем. Из за этого схема сильно упрощается:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					43

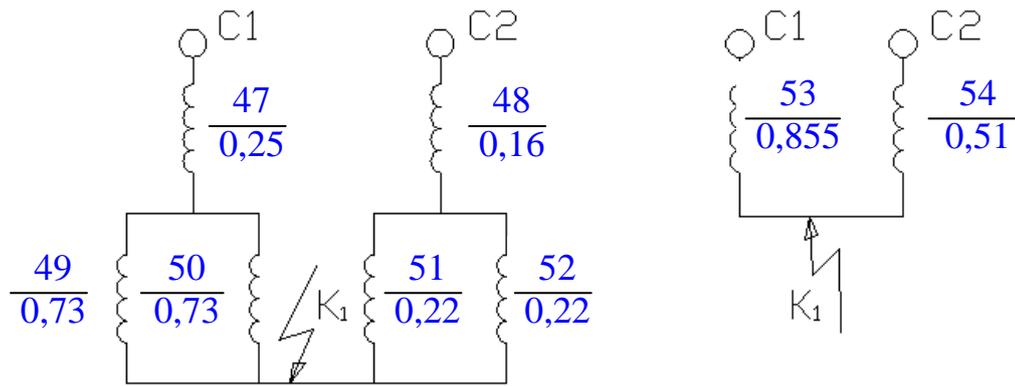


Рисунок 2. 8 - Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К1 и пути её преобразования

$$X_{47} = X_1 = 0,25$$

$$X_{48} = X_2 = 0,16$$

$$X_{49} = X_{50} = X_3 = X_4 = 0,73$$

$$X_{51} = X_{52} = X_5 = X_6 = 0,22$$

$$X_{53} = X_{15} = 0,855$$

$$X_{54} = X_{16} = 0,51$$

### 2.5.7 Расчет токов короткого замыкания в точке К5

Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К5 и пути её преобразования представлены на рисунке 2.9

Сопротивления, по которым ток не протекает, не учитываем. Из за этого схема сильно упрощается:

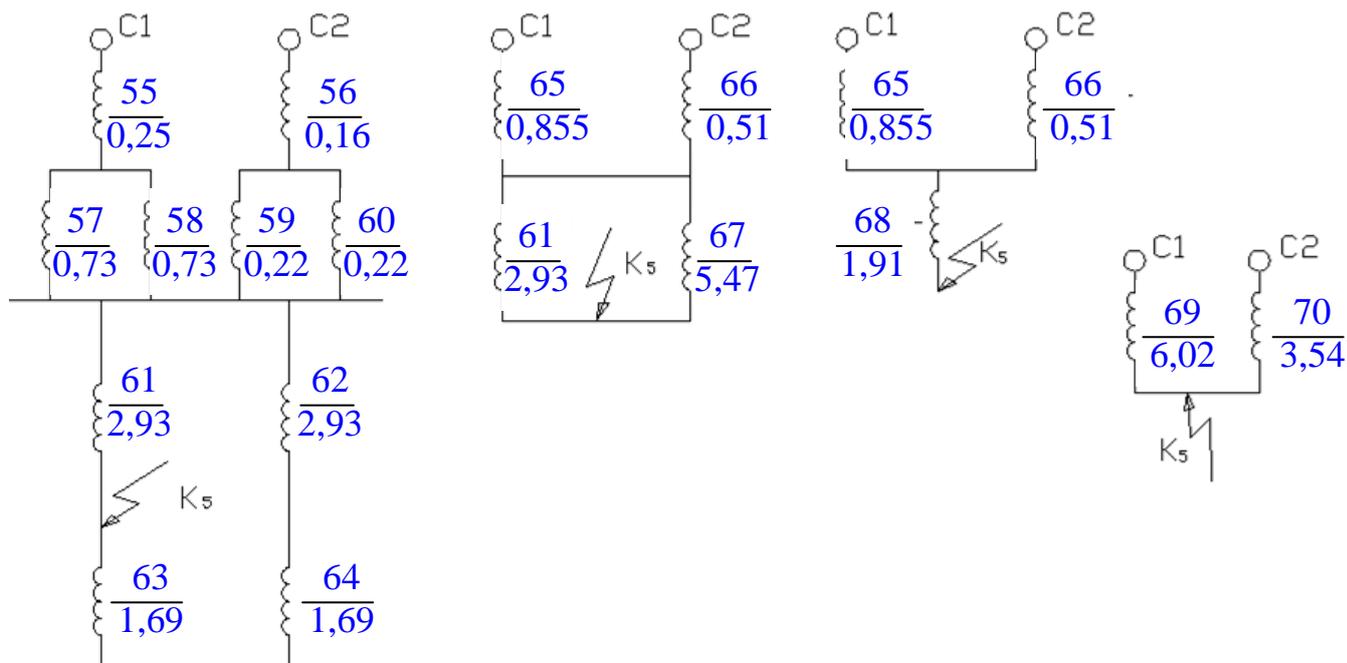


Рисунок 2. 9 - Эквивалентная схема замещения для расчета трехфазного короткого замыкания в точке К5 и пути её преобразования

$$X_{55} = X_1 = 0,25$$

$$X_{56} = X_2 = 0,16$$

$$X_{57} = X_{58} = X_3 = X_4 = 0,73$$

$$X_{59} = X_{60} = X_5 = X_6 = 0,22$$

$$X_{61} = X_{62} = X_7 + X_9 = X_8 + X_{10} = 0,24 + 2,69 = 2,93$$

$$X_{63} = X_{64} = X_{13} = X_{14} = 1,69$$

$$X_{65} = X_{15} = 0,855$$

$$X_{66} = X_{16} = 0,51$$

$$X_{67} = X_{65} + X_{64} + X_{62} = 0,855 + 1,69 + 2,93 = 5,47$$

$$X_{68} = (X_{61} \cdot X_{67}) / (X_{61} + X_{67}) = (2,93 \cdot 5,47) / (2,93 + 5,47) = 1,91$$

$$X_{\text{эКВ}} = (X_{65} \cdot X_{66}) / (X_{65} + X_{66}) = (X_{15} \cdot X_{16}) / (X_{15} + X_{16}) = 0,32$$

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{эКВ}} + X_{68} = 0,32 + 1,91 = 2,23$$

$$X_{69} = X_{\text{рез}} / C1 = 2,23 / 0,37 = 6,02$$

$$X_{70} = X_{\text{рез}} / C2 = 2,23 / 0,63 = 3,54.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.6..

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						45
ФЮРА.140205.018 ПЗ										

Таблица 2.6. – Составляющие тока короткого замыкания

Источники	$I_{п.о}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{а.т}, \text{кА}$	$I_{п.т}, \text{кА}$	точка КЗ
$C_1$	5,87	15,28	1,12	5,87	К1 (110 кВ)
$C_2$	9,84	25,61	1,88	9,84	
<b>итого</b>	<b>15,71</b>	<b>40,89</b>	<b>3,01</b>	<b>15,71</b>	
$C_1$	8,11	21,11	1,55	8,11	К2 (10 кВ, секционный выключатель <b>включен</b> )
$C_2$	13,82	35,96	2,65	13,82	
<b>итого</b>	<b>21,93</b>	<b>57,07</b>	<b>4,20</b>	<b>21,93</b>	
$C_1$	4,12	10,72	0,79	4,12	К3 (10 кВ, секционный выключатель <b>отключен</b> )
$C_2$	7,02	18,25	1,34	7,02	
<b>итого</b>	<b>11,14</b>	<b>28,98</b>	<b>2,13</b>	<b>11,14</b>	
$C_1$	3,10	8,06	0,59	3,10	К4 (35 кВ, секционный выключатель <b>включен</b> )
$C_2$	5,28	13,74	1,01	5,28	
<b>итого</b>	<b>8,38</b>	<b>21,80</b>	<b>1,60</b>	<b>8,38</b>	
$C_1$	2,49	6,48	0,48	2,49	К5 (35 кВ, секционный выключатель <b>отключен</b> )
$C_2$	4,24	11,02	0,81	4,24	
<b>итого</b>	<b>6,73</b>	<b>17,51</b>	<b>1,29</b>	<b>6,73</b>	

## 2.6 Выбор выключателей и разъединителей

### 2.6.1 Выбор выключателей и разъединителей в цепях РУ – 110кВ.

Выключатель считается главным коммутационным агрегатом в электро установках, он служит для отключения и подключения цепи в любых режимах. К данным выключателям устанавливаются следующие требования:

- возможность отключения токов значения величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- Высокая скорость срабатывания, то есть минимальное время отключения;
- возможность для автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

- удобство проверки и осмотра контактов и механической части;
- Малая взрывная и пожарная безопасность
- легкость транспортировки
- удобство обслуживания.

Выключатели выбираем по цепи наиболее мощного присоединения. Мощность ЛЭП воспринимается одинаковой пропускной возможности линии. Мощность в цепях обмоток трансформаторов одинакова перетокам силы через трансформатор.

Выключатели необходимо выбирать по следующим параметрам:

$$U_{н.вык.} \geq U_{уст.}; \quad (2.15)$$

$$I_{н.вык.} \geq I_{н.цепи}; \quad (2.16)$$

$$I_{н.вык.} \geq I_{\max.цепи}. \quad (2.17)$$

Выбранные выключатели проверяются по токам к.з.:

$$I_{н.откл.} \geq I_{н,\tau}; \quad (2.18)$$

$$I_{а.ном.} \geq I_{а,\tau}; \quad (2.19)$$

$$I_{а.ном.} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{н,откл.}, \quad (2.20)$$

$$B_{к.дан.} \geq B_{к,расч}, \quad (2.21)$$

где

$$B_{к.дан.} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.22)$$

$$B_{к,расч} = I_{н,о}^2 (t_{с.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (2.23)$$

где  $t_{с.з.}$  - время срабатывания защиты (принимается равным 0,1с.);

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ	47

$t_{o.в.}$  - время на отключения выключателя (принимаем из паспорта прибора).

$$i_{дин} \geq i_y, (2. 24)$$

где  $i_{дин}$  - предельно сквозной ток (принимаем из паспорта прибора).

Разъединители выбираются в тех же цепях и по тому же принципу, что и выключатели.

Выключатели в РУВН 110 кВ будут устанавливаться на ОРУ, т.к. подстанция «Зубово» не находится вблизи предприятия с химически активной средой или в условиях крайнего севера. Выключатели в пределах РУ выбираем по цепи самого мощного присоединения, т. е. по цепи где находится трансформатор.

Расчётные токи для выбора коммутационных аппаратов находятся по следующим формулам:

$$I_{норм} = 0.7 \cdot \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0.7 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 146,96 \text{ A}; \quad (2.25)$$

$$I_{max} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 146,96 = 293,92 \text{ A}. \quad (2.26)$$

Предполагаю установить на ОРУ 110 кВ элегазовые выключатели серии ВЭБ-110-II, изготовленные на ОАО «Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш» и разъединители SGF123-100 УХЛ1 производства АББ-УЭТМ, г. Екатеринбург.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					48



Рисунок 2.10 - Элегазовый выключатель ВЭБ110П\*40/2500 УХЛ1\*баковый

Имеет пружинный привод типа свинцово-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Выключатель устройства электрических полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до  $-25^{\circ}\text{C}$  автоматически включается и выключается при температуре минус  $19 : 22^{\circ}\text{C}$ . утечка газа из полюсов выключателя осуществляется с помощью электроконтактного density сигнал тревоги. Полюсов выключателя ВЭБ110П\*40/2500 оснащаются аварийной разрывной мембраной.

Выключатель используется для работы в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах соседними и низкими климатическими условиями (до минус  $55^{\circ}\text{C}$ ).

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.018 ПЗ

Лист

49

Выключатели прошли комплекс испытаний и соответствуют требованиям российских стандартов.

#### Основные преимущества и особенности

- наличие встроенных трансформаторов тока (с высоким классом точности);
- унифицированный с приводами элегазовых колонковых выключателей серии ВГТ пружинный привод типа ППрК;
- унифицированная с элегазовыми колонковыми выключателями серии ВГТ конструкция дугогасительного устройства, работающего по принципу автогенерации;
- применение чистого элегаза;
- эксплуатация как в средних, так и в низких климатических условиях (до минус 55\*С);
- электроподогрев элегаза включается и выключается автоматически;
- высокий механический и коммутационный ресурс;
- малые габаритные размеры выключателя и масса;
- увеличенный (по сравнению с другими типами выключателей) межремонтный период-20 лет, срок эксплуатации- 40 лет и гарантийный период - 5 лет;
- малое обслуживание в межремонтный период;
- высокие пожаро- и взрывобезопасность;
- выключатель поставляется в собранном виде;
- быстрый монтаж и наладка.

Разъединитель SGF123-100 УХЛ1 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					50



Рисунок 2.11 - Разъединители типа SGF123-100 УХЛ1.

#### Преимущества разъединителей типа SGF

- сварных алюминиевых проводников с минимумом контактных точек, подверженных коррозии (изменение контактного сопротивления в течение многих лет);
- дополнительных пружин нет;
- основания прочные поворотные которые нужны для предотвращения деформаций при высоких механических нагрузках на выводах;
- способность разрушения ледяной корки - возможность работы при образовании льда до 20 мм;
- в крайних положениях блокировка всех приводных механизмов, исключая возможность переключения под влиянием внешних воздействий (ураганы, землетрясения);

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.018 ПЗ

Лист

51

- из за выбора применяемых материалов, конструкции поворотных оснований и высоковольтных выводов в сочетании с долговременной смазкой, это оборудование почти не требует ревизии при эксплуатации;

- антикоррозийная защита стальных конструкций исполнена методом горячего цинкования.

Проверим рекомендуемое к установке оборудование:

Найдём расчётный тепловой импульс для данного случая:

$$B_{к,расч} = I_{н,о}^2 (t_{с.з.} + t_{о.в.} + T_a) = 15,71^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 41,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.27)$$

Вычислим тепловой импульс по паспортным данным:

- для выключателя

$$B_{к.дан.} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (2.28)$$

- для разъединителя

$$B_{к.дан.} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.29)$$

Выбранное оборудование по данному критерию проходит, т.к. по условию:

- для выключателя

$$B_{к,расч} = 41,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан.} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (2.30)$$

- для разъединителя

$$B_{к,расч} = 41,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан.} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.31)$$

Вычислим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{н.откл.} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА}. \quad (2.31)$$

Выбранный выключатель по данному критерию проходит, т.к. согласно условию:

$$i_{a,ном} = 25,45 \text{ кА} \geq i_{a,\tau} = 0,04 \text{ кА}. \quad (2.33)$$

Проверяем на электродинамическую стойкость:

- для выключателя

$$i_y = 10,19 \text{ кА} \leq i_{дин} = 102 \text{ кА}; \quad (2.34)$$

- для разъединителя

$$i_y = 10,19 \text{ кА} \leq i_{дин} = 63 \text{ кА}. \quad (2.35)$$

Выбранный элегазовый выключатель серии ВЭБ-110-II и разъединитель SGF123-100 УХЛ1 удовлетворяет всем требованиям.

## 2.6.2 Выбор выключателей и разъединителей в цепях РУ-35 и РУ-10 кВ

Предлагаю установить на РУ 35 кВ элегазовые выключатели серии ВГБЭ-35-12.5/630, изготовленные на ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш» и разъединители РГТЗ – 35/1000 ОАО УЗ “Электроаппарат”.

Преимущества выключателя ВГБЭ-35-12.5/630:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- пригодность и быстрдействие для работы в цикле АПВ;

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- осуществление синхронного разсоединение контактов непосредственно перед проходом тока через нуль;
- Большая отключающая способность при тяжёлых условиях коммутации
- коммутация не удалённых коротких замыканий и др.);
- высокая прочность дугогасительных контактов;
- лёгкий доступ к дугогасителям и легкое их ревизии;
- малый вес оборудования ( по сравнению с баковыми масляными выключателями);
- унификация крупных узлов;
- возможность эксплуатации для наружной и внутренней установки.



Рисунок 2.12– Выключатель элегазовый ВГБЭ-35-12.5/630

Выключатель ВГБЭ-35-12.5/630 состоит из:

- алюминиевого бака, в котором размещены контактная система с дугогасительными устройствами;
- 6 вводов со встроенными трансформаторами тока типа ТВЭ-35;

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- клапана;
- коробки механизма;
- подогревательного устройства;
- сигнализатора плотности;
- шкафа с электромагнитным приводом.

Бак заполнен элегазом. Давление заполнения, приведенное к 20°C, равно 0,55МПа (5,5кгс/см<sup>2</sup>).

Выключатель изготовлен в трех полюсном исполнении, при этом все три полюса размещены в одном баке.

Выключатель укомплектован вводами 35кВ, 12 трансформаторами тока (по 2 трансформатора, измерительный и для защиты, установленные на одном вводе, конструктивно объединены в комплект), электромагнитным приводом ПЭМ-3.

В заземленном металлическом баке на изоляционных дисках размещены дугогасительные устройства всех трех полюсов с неподвижными контактами. Работа дугогасительного устройства основана на принципе вращения электрической дуги под действием магнитного поля, создаваемого отключаемым током. Подвижные контакты закреплены на поворотной изоляционной траверсе, насаженной на вал выключателя.

Разъединитель РГТЗ – 35/1000 - разъединитель предназначен для подключения и выключения обесточенных участков цепей переменного тока частотой 50, 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ, с созданием видимого разрыва, а также заземления выключенных участков с помощью заземлителей.

Управление главными ножами и заземлителями разъединителя осуществляется приводом.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55



Рисунок 2.13 – Разъединитель РГТЗ – 35/1000

На РУ 10 кВ предлагаю установить вакуумные выключатели ВВЭ-М-10-31,5/3150УЗ производства ОАО УЗ "Электроаппарат".



Рисунок 2.14 – Выключатель ВВЭ-М-10-31,5/3150УЗ

Расчет ведется аналогично предыдущему пункту.

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ	56

Паспортные и расчётные данные выбранных выключателей и разъединителей сведём в таблицы 2.6.1 и 2.6.2.

Таблица 2.6.1 – Паспортные и расчётные данные выключателей

Условия выбора	Расчётные данные			Паспортные данные		
				ВЭБ - 110П- 40/2500	ВГБЭ-35- 12/1000	ВВЭ-М- 10- 31,5/315 0У3
$U_{уст} \leq U_{ном\ выкл} \text{ кВ}$	110	35	10	10	35	10
$I_{ном} \leq I_{ном\ выкл} \text{ кА}$	0,146	0,181	0,989	0,63	1	3,15
$I_{мах} \leq I_{ном\ выкл} \text{ кА}$	0,293	0,362	1,979	0,63	1	3,15
$I_{П,г} \leq I_{ном\ откл} \text{ кА}$	15,71	8,38	21,93	31,5	12,5	31,5
$i_{а,г} \leq i_{а\ ном} \text{ кА}$	3,01	1,60	4,20	8,84	7,95	23,61
$B_{к\ расч} \leq B_{к\ доп} \text{ кА}^2 \cdot с$	41,95	11,94	81,76	2976	468,75	2976
$i_y \leq i_{дин} \text{ кА}$	40,89	21,80	57,7	128	128	81

Таблица 2.6.2 – Паспортные и расчётные данные разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные		Паспортные данные	
	110	35	SGF123-100 УХЛ1	РГТЗ–35/1000
$U_{уст} \leq U_{ном\ выкл} \text{ кВ}$	110	35	110	35
$I_{мах} \leq I_{ном\ выкл} \text{ кА}$	0,280	0,299	1,6	1
$B_{к\ расч} \leq B_{к\ доп} \text{ кА}^2 \cdot с$	41,95	11,94	1875	1875
$i_y \leq i_{дин} \text{ кА}$	40,89	21,80	100	63

## 2.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (TV) – это аппараты для преобразования напряжения первичных цепей в стандартные для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики напряжения (100 или  $100/\sqrt{3}$  В). TV выбираются на каждую систему шин, а если она секционирована, то на каждую секцию. TV выбирается по следующим условиям:

-по напряжению

$$U_{н.TV} \geq U_{уст.}; (2.36)$$

-по схеме соединения.

Выбранный TV проверяется по вторичной нагрузке:

$$S_{2н} \geq S_{2расч}, (2.37)$$

### 2.7.1 Выбор измерительных трансформаторов напряжения для РУ–35кВ

На подстанции установлены TV типа ЗНОЛ-35/150.

Выбор трансформаторов напряжения определяется по условиям (2.94), (2.95):

$$35кВ \geq 35кВ; (2.38)$$

Составим таблицу вторичных нагрузок:

Таблица 2.7.1 – Перечень приборов и потребляемая ими мощность

Наименование цепи и приборов	Тип	Потребляемая мощность	Количество катушек	Количество	$S_{расч}$ (ВА)
------------------------------	-----	-----------------------	--------------------	------------	-----------------

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					58

			одной катушки, ВА		приборов	
Сборные шины:	Вольтметр	Э-350	2	1	1	2
	Регистрирующий вольтметр	Н-394	5	1	1	5
Линия 35 кВ	Счетчик активной энергии	ЦЭ 6805В	1	2	4	8
	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6811	1	2	4	8
Цепь трансформатора	Счетчик активной энергии	ЦЭ 6805В	1	2	1	2
	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ 6811	1	2	1	2
Итого						27

Таблица 2.7.2 – Паспортные и расчётные данные TV ЗНОМ–35/150

Условия выбора	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{н.ТВ.} \geq U_{уст.};$	35кВ	35кВ
$S_{2н} \geq S_{2рас}$	150 В·А	27В·А

Трансформатор напряжения типа ЗНОМ-35/150-У1 по всем условиям подходит.

### 2.7.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения для РУ-10 кВ

На стороне НН, на вводе, устанавливается трансформатор тока типа ТЛШ 10 У3 с коэффициентом трансформации 3000/5 А (2000/5 А для секционного

						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ	
						59

выключателя), класс точности вторичной обмотки 0,5/10P. Трансформаторы ТЛШ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжений до 10 кВ включительно. Трансформаторы предназначены для встраивания в распределительные устройства и токопроводы.

Результаты проверки рассматриваемого трансформатора сведём в таблицу 2.7.3. В таблице 2.7.4 показана вторичная нагрузка трансформатора тока.

На отходящих линиях устанавливаем трансформаторы тока ТЛК 10-3 У3, с коэффициентом трансформации 600/5 А и трансформатор тока нулевой последовательности марки ТЛЗ-200. Их проверку не осуществляем

Таблица 2.7.3 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	ЦЭ6805В	0,2	-	0,2
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	0,3	-	0,3
Итого:		1,5	0,5	1,5

Таблица 2.7.4 - Сравнение параметров трансформатора тока ТЛШ 10-3000/5У3 с расчетными данными

Условия выбора и проверки	Расчетные величины	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{н.тт} \geq U_{уст}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.тт} \geq I_{норм}$	989,743 А	3000 А
$I_{н.тт} \geq I_{max}$	1979,487 А	3000 А
$k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.тт} \geq i_{уд}$	27,903 кА	33,304 кА
$i_{дин} \geq i_{уд}$		80 кА

$(k_T \cdot I_{н.тг})^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	21,155 кА <sup>2</sup> ·с	6697,688 кА <sup>2</sup> ·с
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$		2976,75 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2н}$	0,188 Ом	0,8 Ом

Расчетное сечение получается равным 0,177 мм<sup>2</sup>, которое не проходит по условиям прочности (пункт 3.4.4 [7]). Поэтому выбираем стандартное сечение равное 4 мм<sup>2</sup>.

Выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Трансформатор тока типа ТЛШ 10 У3 с коэффициентом трансформации 3000/5 А, класс точности вторичной обмотки 0,5/10Рсоответствует всем параметрам.

В РУ-10 кВ установлены трансформаторы напряжения типа TV 3\*НОЛ-8-10 и НАМИТ-10. Расчет аналогичен предыдущему пункту.

Таблица 2.7.3 – Паспортные и расчётные данные трансформаторов напряжения РУ-10 кВ

Тип трансформатора	Расчётные данные		Паспортные данные	
	U <sub>уст</sub>	U <sub>н1,TV</sub>	S <sub>2расч</sub>	S <sub>2н</sub>
3*НОЛ-8-10УТ	10	10	67	225
НАМИТ-10	10	10	67	200

## 2.8 Выбор токоведущих частей

Основное оборудование подстанций и аппараты в данных цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются друг с другом проводниками различного типа, из которых образуются токоведущие части электрической установки.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					61

## 2.8.1 Выбор токоведущих частей для РУ–110 кВ

В РУ–110 кВ в качестве шин и ошиновки применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Согласно п.1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются, поэтому принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

На данной подстанции ошиновка выполнена сталеалюминевым проводом марки АС-95/16,  $q = 95,4 \text{ мм}^2$ ,  $d = 13,5 \text{ мм}$ ,  $I_{дон} = 330 \text{ А}$ , расстояние между фазами:  $D = 300 \text{ см}$ , фазы расположены горизонтально.

Проверка:

- проверка на схлестывание не производится т. к.  $I_{п.0} = 20 \text{ кА}$ ;
- проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как

шины

выполнены голыми проводами на открытом воздухе;

Проверка по условиям короны:

Выбранные шины проверяются по условиям коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (2.39)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.40)$$

где  $m = 0,82$  [5, страница 191]

$r_0$  – радиус провода.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					62

Напряжённость электрического поля возле поверхности нерасщеплённого провода находится по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}}, \quad (2.41)$$

где  $U = 1,1 \cdot U_{ном}$  - линейное напряжение, кВ;

$D_{cp.}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см., при горизонтальном расположении фаз:  $D_{cp.} = 1,26 \cdot D$ , где  $D$  - расстояние между соседними фазами, см. Тогда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,68}}\right) = 33,85 \text{ кВ/см}; \quad (2.42)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 110}{0,68 \cdot \lg \frac{300 \cdot 1,26}{0,68}} = 22,95 \text{ кВ/см}. \quad (2.43)$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 22,95 = 24,55 \leq 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,85 = 30,46. \quad (2.44)$$

Следовательно, данные шины из сталеалюминевых проводов проходят по всем условиям.

## 2.8.2 Выбор токоведущих частей для РУ–35 кВ

От трансформатора до ОРУ 35кВ выбираем подвесной токопровод. Принимаем из [2] провод марки АС-120/19,  $q = 118 \text{ мм}^2$ ,  $d = 15,2 \text{ мм}$ ,  $I_{дон} = 380 \text{ А}$ , расстояние между фазами:  $D = 300 \text{ см}$ , фазы расположены горизонтально.

Проверка:

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

- проверка на сжестывание не производится т. к.  $I_{п.0} = 20 \text{ кА}$ ;
- проверка на термическое действие тока КЗ не выполняется, поскольку шины исполнены оголенными проводами на открытом воздухе;

Проверка по условиям короны:

Данные шины нужно проверить по условиям коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (2.45)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.46)$$

где  $m = 0,82$  [5, страница 191]

Напряжённость электрического поля вблизи поверхности нерасщеплённого провода находим по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}}, \quad (2.47)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

Тогда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,36 \text{ кВ/см}; \quad (2.48)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 1,1 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg \frac{150 \cdot 1,26}{0,76}} = 7,48 \text{ кВ/см}. \quad (2.49)$$

											Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ						64

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 7,48 = 8 \leq 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,36 = 30. \quad (2.50)$$

Следовательно, данные шины из сталеалюминевых проводов проходят по всем условиям.

### 2.8.3 Выбор токоведущих частей для РУ–10 кВ

Токоведущие части от выводов обмотки низкого напряжения трансформатора до ячейки КРУ–10 кВ выполняем шинным мостом. Выбор токопровода выполняется по экономической плотности тока:

$$q_3 = \frac{I_{норм.}}{j_3} = \frac{430}{1} = 430 \text{ мм}^2,$$

Принимаем шины алюминиевые двухполосные прямоугольного сечения, размерами 2х(50х5);  $I_{доп} = 1180 \text{ А}$ ; общее сечение  $500 \text{ мм}^2$ .

Выбранные шины проверяем по допустимому току:

$$I_{max} = 460 \text{ А} \leq I_{доп} = 1180 \text{ А}. \quad (2.52)$$

Исходя из этого, шины по данному условию подходят.

Необходимо произвести проверку выбранных шин по термической стойкости:

Тепловой импульс находится по формуле:

$$B_k = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 16,74^2 \cdot (3 + 0,05) = 836,41 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (2.53)$$

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таким образом:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{836,41 \cdot 10^3}}{91} = 317,8 \text{ мм}^2. (2.54)$$

Исходя из этого, проводник термически стойкий, т.к. выполнено неравенство:

$$q_{\min} = 317,8 \text{ мм}^2 \leq q = 430 \text{ мм}^2. (2.55)$$

Необходимо выполнить проверку по механической прочности. Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз вычислим по формуле:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2, (2.56)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3} \text{ – момент сопротивления пакета шин;}$$

Примем расположение шины на изоляторе «плашмя»,  $b = 0,5 \text{ см}$ ,  $h = 0,5 \text{ см}$ . Определим пролёт  $\ell_{\phi}$  из выражения:

$$\ell_{\phi}^2 \leq \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,5 \cdot 5^3}{6 \cdot 4,3}} = 1,2 \text{ м}^2, (2.57)$$

$$\ell_{\phi} \leq \sqrt{1,2} = 1,1 \text{ м}. (2.58)$$

Примем пролёт  $\ell_{\phi} = 1 \text{ м}$ ,  $a = 0,8 \text{ м}$ . Тогда по формуле (2.115)

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					66

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1^2}{0,8 \cdot \frac{0,5 \cdot 5^2}{3}} \cdot 42620^2 = 9,42 \text{ МПа} .(2.59)$$

Напряжение в материале полос определяется по формуле:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n}, \quad (2.60)$$

$W_{\Pi} = \frac{b^2 \cdot h}{6}$  - момент сопротивления одной полосы.

Расстояние между прокладками определяется по формуле:

$$\ell_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n} \cdot 10^{-2}}, \quad (2.61)$$

где  $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  - модуль упругости [5, таблица 4.2];

$J_{\Pi} = \frac{h \cdot b^3}{12}$  - момент инерции полосы;

$m_n$  - масса одной полосы, определяем по выражению:

$$m_n = \rho \cdot q \cdot l \cdot n = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 9,6 \cdot 100 \cdot 1 = 2,59 \text{ кг/м}, \quad (2.62)$$

где  $\rho$  - плотность материала полосы (для алюминия  $\rho = 2,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$ );

Тогда:

$$\ell_{\Pi} \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n} \cdot 10^{-2}} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 5 \cdot 0,5^3}{2,59 \cdot 12} \cdot 10^{-2}} = 0,25 \text{ м}. \quad (2.63)$$

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				67

Сила взаимодействия между полосами находим по выражению:

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{t_y^2}{b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,25}{4} \cdot \frac{42620^2}{0,5} \cdot 10^{-7} = 22,7 \text{ Н / м}, \quad (2.64)$$

где  $k_\phi = 0,25$  - коэффициент формы, согласно [5, рисунок 4.4].

Вычислим напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{22,7 \cdot 0,25^2}{12 \cdot \frac{0,5^2 \cdot 5}{6}} = 0,567 \text{ МПа}. \quad (2.65)$$

Расчётное напряжение в материале вычисляется по формуле:

$$\sigma_{расч.} = \sigma_n + \sigma_\phi = 0,567 + 9,42 = 9,98 \text{ МПа}. \quad (2.66)$$

Шины механически прочны, в том случае, если выполняется условие:

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}, \quad (2.67)$$

где  $\sigma_{доп.} = 40 \text{ МПа}$  [5, таблица 4.2].

Таким образом, данные шины являются механически прочными, поскольку:

$$\sigma_{расч.} = 9,98 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп.} = 40 \text{ МПа}. \quad (2.68)$$

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

## 2.9 Расчет собственных нужд

### 2.9.1 Выбор оперативного тока

На подстанциях может применяться оперативный ток: постоянный, переменный и выпрямленный. Источниками постоянного тока служат аккумуляторные батареи, источниками переменного и выпрямленного тока – трансформаторы собственных нужд. Выбор оперативного тока зависит от наличия выключателей ВН с электромагнитными приводами, требующими постоянного тока.

Согласно НТП рекомендуется применять:

- оперативный переменный и выпрямленный ток на ПС 35-220/6-10 кВ; 110-220/35/6-10 кВ без выключателей на стороне ВН и на подстанциях 35/6-10 кВ с масляными выключателями на стороне 35 кВ.

- выпрямленный оперативный ток на ПС 110/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ с одним или двумя выключателями высокого напряжения.

- оперативный постоянный ток на всех ПС 330-750 кВ, на ПС 110-220 кВ с числом масляных выключателей три и более и на ПС 35-220 кВ с воздушными выключателями.

Согласно [3], пункт 2.8, выбираем на проектируемой подстанции постоянный оперативный ток. Источником постоянного оперативного тока используем аккумуляторную батарею. Согласно пункту 2.4 [3], на проектируемой подстанции устанавливаем одну аккумуляторную батарею 220 В. Батареи, согласно пункту 2.6 [3], работают в режиме непрерывного подзаряда от выпрямительных устройств.

### 2.9.2 Расчет нагрузок собственных нужд ПС

Состав потребителей подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа оборудования, способа обслуживания и вида оперативного тока. Мощность потребителей невелика, поэтому они добавляются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					69

Силовые трансформаторы выбираются в соответствии с их собственными потребностями с учетом коэффициента загрузки и одновременности, учитывается загруженность на летний и зимний периоды, а нагрузка в период ремонтных работ на подстанции [2].

Согласно [3], пункт 2.8, мы выбираем для проектирования управления подстанцией постоянный ток. Источником регулятором мощности постоянного тока является аккумулятор. В соответствии с пунктом 2.4 [3], на проектируемой подстанции устанавливается одна батарея 220 В батареи, в соответствии с пунктом 2.6 из [3], работы в режиме непрерывного подзаряда от выпрямителя.

На подстанции нужно установить два трансформатора, которые необходимо запитать от разных источников питания на низкой стороне. Подключение трансформатора собственных нужд производимк выключателю 10 кВ. Трансформаторы собственных нужд должны работать независимо от АВР.

### 2.9.3 Составление таблицы потребителей собственных нужд

При составлении таблицы собственных нужд, учитываем, что для осветительной нагрузки и подогрева  $\cos\varphi=1$ , а для двигательной нагрузки  $\cos\varphi=0,85$ .

Таблица 2.2 - Потребители собственных нужд проектируемой подстанции

Наименование приемника	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$k_c$	Расчетная нагрузка			
	Единицы, кВт·кол-во	Всего кВт·ч				Летом		Зимой	
						P, кВт	Q, квар	P, кВт	Q, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Охлаждение трансформаторов	40·0,25	10	0,87	0,62	0,85	8,7	5,25	8,7	5,27
Электроподогрев и сушка трансформаторов	1·100	100	1	0	0,3	25	-	25	-

Маслоочистительная установка	1.44	46	0,87	0,62	0,3	9	5,55	9	5,55
Подзарядно-зарядный агрегат	2.25	46	1	0	0,15	5,50	-	5,50	-
Постоянно включенные сигнальные лампы	6.3.0,5	5	1	0	1	5	-	5	-
Подогрев релейных шкафов	1.2	2	1	0	1	-	-	2	-
Подогрев выключателей 110 кВ	2.4,45	12.5	1	0	1	-	-	8,84	-
Подогрев выключателей 35 кВ	4.2,5	9,7	1	0	1	-	-	9,7	-
Подогрев КРУ 10 кВ	32.1	32	1	0	1	-	-	32	-
Подогрев приводов разъединителей	18.0,4	10,7	1	0	1	-	-	10,7	-
Освещение ОПУ	-	10	1	0	0,6	6	-	6	-
Отопление ОПУ	-	75	1	0	1	-	-	75	-
Устройство связи	-	2	1	0	1	2	-	2	-
Освещение ЗРУ	-	4,35	1	0	0,6	2,61	-	2,61	-
Вентиляция ЗРУ	-	1,96	0,85	0,62	0,6	1,18	0,73	1,18	0,73
Освещение здания разъездного персонала	-	0,5	1	0	0,4	0,2	-	0,2	-
Отопление здания разъездного персонала	-	5	1	0	0,5	-	-	2,5	-
Насосы	2.100	200	0,85	0,62	0,1	20	12,4	20	12,4

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.018 ПЗ

Лист

71

пожаротушения									
Сварочный аппарат	-	23	1	0	0,5	11,5	-	11,5	-
Аварийная вентиляция	2·0,18	0,36	0,85	0,62	0,5	0,18	0,11	0,18	0,11
Итого:						92,69	24,09	233,41	24,09

Формулы для расчета:

$$P_{\text{расч}} = k_c \cdot P_{\text{уст}};$$

$$Q_{\text{расч}} = k_c \cdot Q_{\text{уст}},$$

где  $k_c$  - коэффициент спроса, определяемый согласно [4].

Нагрузки в летний и зимний период:

$$S_{\text{л}} = \sqrt{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2} = \sqrt{92,69^2 + 24,09^2} = 95,77 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{\text{з}} = \sqrt{P_{\text{з}}^2 + Q_{\text{з}}^2} = \sqrt{233,41^2 + 24,09^2} = 234,65 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Аварийные и ремонтные нагрузки (вентиляция и сварочный аппарат):

$$S_{\text{рем}} = 23 + \sqrt{0,18^2 + 0,11^2} = 23,21 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

#### 2.9.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Что бы выбрать мощность трансформаторов принимается для расчета мощности энергопотребления самый электропотребляемый период, то есть мощность нагрузки в зимний период:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{з}} = 234,65 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Число трансформаторов собственных нужд выбираем два, мощность трансформаторов находим по формуле:

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				72

$$S_{\text{тсн}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} = \frac{234,65}{1,4} = 167,61 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Выбираем трансформатор собственных нужд мощностью 250 кВ·А марки ТМ-250/10.

Необходимо проверить выбранные трансформаторы на загрузку в период ремонтного режима:

$$\frac{S_{\text{расч}} + S_{\text{рем}}}{2 \cdot S_{\text{тсн}}} = \frac{234,65 + 23,21}{2 \cdot 250} = 0,52 \leq 1,15 \div 1,20, \text{ то есть никакой перегрузки}$$

не будет.

#### 2.9.5 Схема собственных нужд подстанции

Схема собственных нужд подстанции приведена на рисунке 2.1. подключение трансформатора собственных нужд необходимо выполнить до вводного выключателя 10 кВ.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

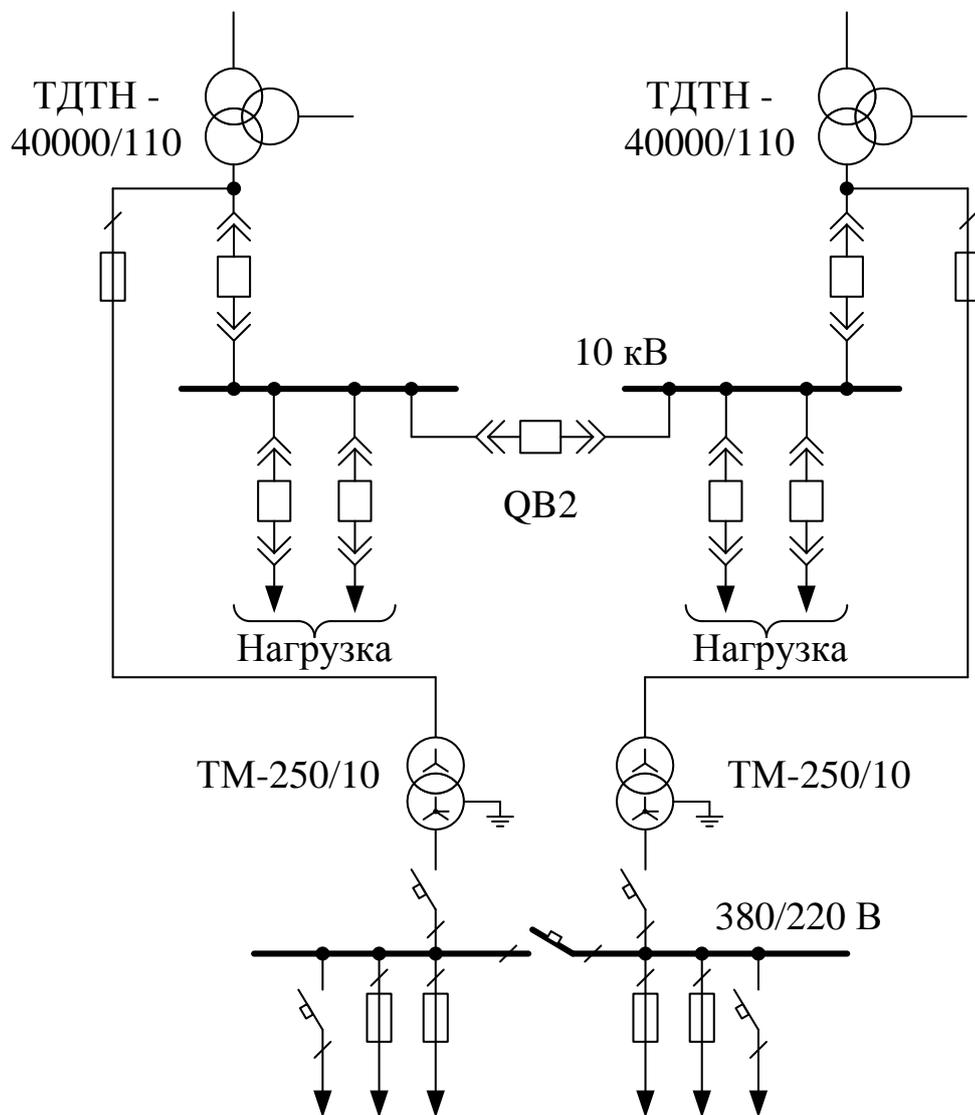


Рисунок 2.1 - Схема собственных нужд подстанции

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.018 ПЗ

Лист

74

### 3 Расчет релейной защиты трансформатора с применением МПУ РЗА производства НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары)

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать короткие замыкания между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение (повышение) уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности нарушения нормального режима для трансформатора защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

Согласно [7], требуются следующие защиты для трансформатора:

- защита от внутренних повреждений. Для трансформаторов мощностью менее 4 МВ·А - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности - дифференциальная защита;
- защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение;
- защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений;

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Расчет релейной защиты трансформатора</b>					
Разраб.	Чесноков М.В.							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.	Дерюгин А.В.								75	147
Консульт.	Коршунова Л.А.							<b>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</b>		
Н.Контр										
Утвердил	Прохоров А.В.									

– защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью;

– защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на подстанциях без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или отключение.

Кроме непосредственно защит, требуются дополнительные токовые органы, например для автоматики охлаждения, блокировки РПН.

Для защиты трансформатора будем использовать шкаф ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 - шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем. Шкаф данного типа состоит из двух комплектов. Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора. Релейная часть первого комплекта выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V041 и электромеханических реле. Второй комплект предназначен для дополнительных резервных защит трансформатора и для управления вводным выключателем ВН.

### 3.1 Конфигурирование терминала БЭ2704V041

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала БЭ2704V041. Согласно [9], задаются следующие параметры:

- группы соединения защищаемого трансформатора;
  - базы токов сторон ВН, СН, НН.
- Включение главных трансформаторов тока на всех сторонах должно быть по схеме «звезда».

Входные трансформаторы тока терминала имеют число витков первичной обмотки  $W1 = 16$  с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при  $W1 = 1$  виток обеспечивается диапазон токов (4,001 –

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

16,000) А, на втором отводе при W1 = 4 витка обеспечивается диапазон токов (1,001 - 4,000) А, на W1 = 16 обеспечивается диапазон токов (0,251 - 1,000) А. таким образом для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,25 до 16 А. Переключение отводов входных трансформаторов тока осуществляется на зажимах X1, X2 терминала.

Номинальные токи по сторонам находятся с помощью выражения:

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}, \quad (3.1)$$

нужно произвести расчет базисных токов по сторонам при помощи данного выражения:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{гт}}}, \quad (3.2)$$

По базисным токам главных трансформаторов тока производится выбор числа витков первичных обмоток входных трансформаторов тока по сторонам для грубого выравнивания токов в соответствии с таблицей 11 [9].

Определим необходимые для дальнейшего расчета величины, согласно (4.1) и (4.2). Результаты отразим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Значения номинальных и базисных токов в плечах защиты

Величина	Числовое значение для стороны		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}$	200,817 А	599,844 А	2099,456 А
Коэффициент трансформации	600/5	1000/5	3000/5
Схема соединения	Y	Y	Y

$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{тТ}}}$	1,673 А	2,999 А	3,499 А
---	---------	---------	---------

### 3.2 Расчет ДЗТ

ДЗТ используется в качестве основных быстродействующих защит трансформаторов и автотрансформаторов. Из-за своей сравнительной сложности ДЗТ, согласно [7].

#### 3.2.1 Определение тока срабатывания ДЗТ приотсутствии торможения

Согласно табл. 11 [9], для базового токов основных трансформаторов тока, выбор числа витков первичных обмоток входных трансформаторов по бокам для грубого выравнивания токов:  $V1 = 4$  оборота. Покажем это в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Выбор витков входных трансформаторов тока терминала БЭ2704V41

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V041		
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
1,001 - 4,000	А	X2:5 - X2:2	X2:10 - X2:7	X1:5 - X1:2
	В	X2:15 - X2:12	X2:20 - X2:17	X1:15 - X1:12
	С	X2:25 - X2:22	X2:30 - X2:27	X1:25 - X1:22

В качестве основного плеча защиты принимается сторона высшего номинального напряжения трансформатора - сторона 110 кВ. Все относительные величины в расчетах данного раздела приведены по отношению к номинальному току на стороне основного плеча защиты.

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется:

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$I_{д0*расч.} = k_{отс.} \cdot (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*}), \quad (3.3)$$

регулирования напряжения на стороне СН (НН). В данном случае  $\Delta U_{сн} = 0,05$ , так как на стороне СН напряжение регулируется при помощи переключения без возбуждения (ПВВ) с пределом переключений  $\pm(2 \times 2,5\%)$ , а  $\Delta U_{нн} = 0$ , так как на стороне НН регулирование отсутствует;

$k_{ток.сн(нн)}$  - коэффициент токораспределения для стороны СН (НН) в расчетном нагрузочном режиме. Применительно к данному проекту считаем, что ток распределяется по сторонам равномерно и  $k_{ток.сн} = k_{ток.нн} = 0,5$ , так как питание осуществляется только со стороны ВН.

$I_{нб.выр.*} = 0,03$  - относительное значение тока небаланса, вызванного неточностью выравнивания.

Типовое значение уставки  $0,3 \cdot I_{ном.стор.}$

В выражении (3.3),  $k_{одн} \cdot \varepsilon$  - составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока, а  $\Delta U_{сн(нн)} \cdot k_{ток.сн(нн)}$  - составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора.

Согласно (3.3), получаем:

$$I_{д0*расч.} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

Полученное значение,  $I_{до*расч.} = 0,199$ , меньше типового значения уставки равного 0,3, поэтому, согласно [10], за расчетное значение минимального тока срабатывания защиты принимаем типовое значение уставки:

$$I_{д0} = 0,3 \cdot I_{ном.стор.110} = 0,3 \cdot 200,817 = 60,245 \text{ А.}$$

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

### 3.2.2 Определение коэффициента торможения

Коэффициент торможения  $k_T$ , который равен углу наклона тормозной характеристики реле, находим по условию обеспечения бездействия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего короткого замыкания.

Наладка от переходного (а не установившегося) режима устанавливает тем, что форма тока небаланса переходного режима в определенных моментах может быть такой, что времяимпульсный принцип и торможение от второй гармоники будут недостаточными для надежной отстройки защиты.

Коэффициент торможения определяем по формуле:

$$k_{T,расч.} = 1,2 \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*}),$$

(3.4)

где  $k_{пер} = 1,5 \dots 2,0$  - коэффициент, учитывающий переходный режим. При этом меньшие значения коэффициента  $k_{пер}$  принимаются при одинаковой схеме соединения трансформаторов тока защиты на разных сторонах;

$\varepsilon = 0,10$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в режиме короткого замыкания.

Типовое значение уставки  $k_T = 0,5$ .

Вычислим  $k_T$  согласно формуле (3.4):

$$k_{T,расч.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

За расчетное значение уставки принимаем типовое значение  $k_T = 0,5$ .

### 3.2.3 Определение тока начала торможения

В соответствии с пунктом 5.1.5 [10], торможение, нужно осуществлять от токов на всех (питающих и приемных) сторонах трансформатора. Но, если на ПС не установлено синхронных двигателей, то в защите трансформатора когда присутствует питания только со стороны высокого напряжения и отсутствия параллельной работы на стороне среднего напряжения можно торможение осуществлять только от токов на приемных сторонах. В случае питания происходит только с высокой стороны. По этому, начальный ток торможения ДЗТ принимаем равным:  $I_{T.0*} = 1,0$ , торможение происходит от токов всех групп трансформаторов тока

### 3.2.4 Определение тока торможения блокировки ДЗТ

Ток торможения блокировки ДЗТ, согласно пункту 3.2.4 [9], задается величиной сквозного тока, выше которого защита использует дифференциально-фазный принцип действия, то есть величиной максимального сквозного тока нагрузки при внутреннем коротком замыкании.

Типичное значение уставки  $I_{\text{торм. бл.}*} = 1,5$ .

### 3.2.5 Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки

Срабатывания дифференциальной отсечки находим по определенным параметрам:

– отстройкой от броска тока намагничивания:

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$I_{отс.*} \geq 6,5; \quad (3.5)$$

– отстройкой от максимального тока небаланса внешнего короткого замыкания:

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot I_{кз.отн.} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*}), \quad (3.6)$$

где  $I_{кз.отн.}$  - максимальное значение тока внешнего металлического короткого замыкания, приведенное к базисному току стороны внешнего короткого замыкания.

Определим  $I_{кз.отн.}$ :

$$I_{кз.отн.35} = I_{п0max35} \cdot \frac{U_{ср35}}{U_{ср110}} = 4612 \cdot \frac{37}{115} = 1483,861 \text{ А}; \quad (3.7)$$

$$I_{кз.отн.10} = I_{п0max10} \cdot \frac{U_{ср10}}{U_{ср110}} = 10841 \cdot \frac{10,5}{115} = 989,830 \text{ А},$$

где  $I_{п0max10}$  и  $I_{п0max35}$  - определяются из таблицы 3.3.

Таким образом, максимальное значение тока внешнего металлического короткого замыкания, приведенного к базисному току стороны внешнего короткого замыкания равно:

$$I_{кз.отн.} = 1483,861 \text{ А}.$$

Согласно выражениям (3.5) и (3.6) определяем ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{отс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 200,817 = 1305,311 \text{ А};$$

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot 1483,861 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 456,287 \text{ А.}$$

На основании расчетов уставки тока срабатывания дифференциальной отсечки принимаем равной:  $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$ .

### 3.2.6 Определение коэффициента чувствительности защиты

Коэффициент чувствительности защиты определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.отн. min}}^{(2)}}{I_{\text{д0}}}; \quad (3.8)$$

$$I_{\text{кз.отн. min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.отн. min}}^{(3)}, \quad (3.9)$$

На рисунке 3.1 приведена характеристика срабатывания ДЗТ, построенная по вычисленным выше значениям.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

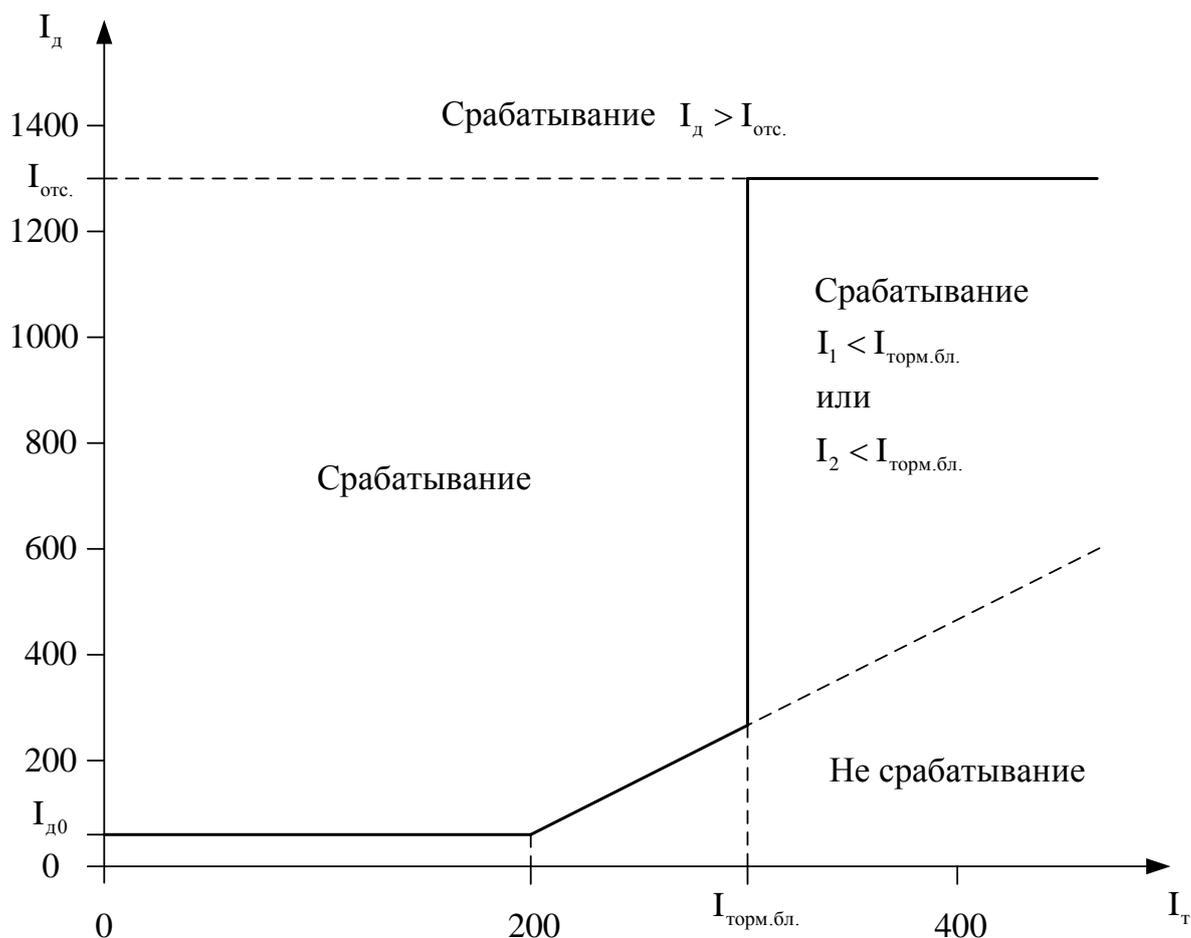


Рисунок 3.1 - Характеристика срабатывания ДЗТ

Что бы определить коэффициент чувствительности найдем самый минимальный режим, по таблице 3.3. Согласно (3.7), (3.9) и (34.8) получаем:

$$I_{\text{кз.отн. min}}^{(3)} = I_{\text{п0 min10}} \cdot \frac{U_{\text{cp10}}}{U_{\text{cp110}}} = 10724 \cdot \frac{10,5}{115} = 979,148 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз.отн. min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 979,148 = 847,967 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{847,967}{60,245} = 14,075.$$

Исходя из этого, получаем, что и при самоминимальном режиме защита имеет чувствительность больше чем нормативное минимальное значение, которое, согласно пункту 3.2.21 [7], равно 2.

### 3.3 Расчет МТЗ с блокировкой по напряжению

Максимальная токовая защита предназначена для отключения трансформаторов при коротком замыкании на шинах или на отходящих от них присоединениях, если защита или выключатели этих элементов отказали в работе. Одновременно релейная защита от внешних коротких замыканий используется и для защиты от повреждения в трансформаторе. Однако по условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной защиты от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах. На трансформаторах, имеющих специальную защиту от внутренних повреждений, защита от внешних коротких замыканий служит резервом к этой защите на случай ее отказа. На трехобмоточных трансформаторах МТЗ устанавливается со всех трех сторон.

#### 3.3.1 Определение первичного тока срабатывания защиты

Первичный ток срабатывания защиты, согласно пункту 10.2 [10], определяется по условию отстройки от номинального тока  $I_{\text{ном.стор}}$  трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по выражению:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{з}} \cdot I_{\text{ном.стор}},$$

(3.10)

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, принимаем равным 1,2;

$k_в$  - коэффициент возврата реле, принимаем равным 0,95;

$k_з$  - коэффициент запуска, принимаем равным 1,4.

При установке защиты на стороне, где предусмотрено регулирование напряжения, в выражении (3.10) следует учитывать возможность увеличения номинального тока, который не должен превышать номинальный ток для среднего ответвления более чем на 5 %. В тех случаях, когда максимальный рабочий ток  $I_{раб.маx}$  стороны трансформатора, на которой установлена защита, меньше  $I_{ном.стор}$ , вместо последнего в (3.10) следует использовать  $I_{раб.маx}$ .

### 3.3.2 Определение первичного напряжения срабатывания

Напряжение первичного срабатывания защиты определяем условиям:

– для минимального реле напряжения, исходя из:

а) обеспечения возврата реле послеотключения внешнего короткого замыкания по выражению:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{min}}{k_{отс} \cdot k_в}, \quad (3.11)$$

где  $U_{min} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном.стор}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего короткого замыкания;

$k_{отс} = 1,2$  - коэффициент отстройки;

$k_в = 1,1$  - коэффициент возврата реле.

б) отстройки от напряжения самозапуска при включении АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$U_{c.з} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}},$$

(3.12)

где  $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном.стор}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

– для фильтра-реле напряжения обратной последовательности комбинированного пуска напряжения:

$$U_{2.c.з} = 0,06 \cdot U_{ном.стор} \cdot$$

(3.13)

### 3.3.3 Определение вторичных тока и напряжения срабатывания реле

Вторичные ток и напряжение определяются:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{тт}};$$

(3.14)

$$U_{c.п} = \frac{U_{c.з}}{k_v};$$

(3.15)

$$U_{2.c.п} = \frac{U_{2.c.з}}{k_v},$$

(3.16)

где  $k_v$  - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

### 3.3.4 Определение чувствительности защиты

Чувствительность защиты определяется по выражениям:

– для реле тока:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (3.17)$$

– для минимального реле напряжения:

$$k_{\text{ч.U}} = \frac{U_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{з. max}}}, \quad (3.18)$$

обуславливающим наибольшее значение этого напряжения;

– для фильтр-реле напряжения обратной последовательности:

$$k_{\text{ч.U}_2} = \frac{U_{2.3. \text{min}}}{U_{2.с.з}}, \quad (3.16)$$

где  $U_{2.3. \text{min}}$  - первичное значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом коротком замыкании между двумя фазами в расчетной точке в минимальном режиме.

Согласно пункту 3.2.21 [7], как для реле тока, так и для реле напряжения требуется обеспечить наименьший коэффициент чувствительности:

–  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$  - при коротком замыкании на шинах, защита выполняет функции основной защиты;

–  $k_{\text{ч}} \geq 1,2$  - при коротком замыкании в конце зоны резервирования.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

### 3.3.5 Результаты расчета МТЗ с блокировкой по напряжению

Расчет производится согласно пунктам 3.3.1 - 3.3.4 и выражениям (3.10) - (3.19). Результаты расчета приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Расчет МТЗ с блокировкой по напряжению

Наименование величины	Обозначение и пояснение	Числовое значение		
		Ввод 110 кВ	Ввод 35 кВ	Ввод 10 кВ
1	2	3	4	5
<b>Токовые пусковые органы</b>				
Номинальный ток стороны, А	$I_{\text{ном.стор}}$	200,817	599,844	2099,456
Коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	1,2	1,2	1,2
Коэффициент возврата	$k_{\text{в}}$	0,95	0,95	0,95
Коэффициент запуска	$k_{\text{з}}$	1,4	1,4	1,4
Наличие регулирования напряжения	Ведет к увеличению $I_{\text{ном.стор}}$ на 5 %	РПН	ПБВ	-
Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном.стор}}$ , то в (4.10) используется $I_{\text{раб.мах}}$	281,144	299,922	1979,487
Первичный ток срабатывания, А	$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{з}} \cdot I_{\text{ном.стор}}$	372,885	556,907	3500,566
Минимальный ток короткого замыкания,	$I_{\text{кз.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин}}^{(3)}$	1264,163/ 847,967	3929,157	9287,256

приведенный к рассматриваемой стороне, А	(35 кВ/10 кВ)			
Расчетный коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.min}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}$ (35 кВ/10 кВ)	3,390/ 2,274	7,055	2,653
Нормативный коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}}$ (основной/ резервной)	1,5/1,2	1,5/1,2	1,5/1,2
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$n_{\text{тт}}$	600/5	1000/5	3000/5
Вторичный ток срабатывания реле, А	$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{тт}}}$	3,107	2,784	5,834

**Пусковые органы по напряжению**

Номинальное напряжение стороны, кВ	$U_{\text{ном.стор}}$	115	38,5	11
Коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}}$	-	1,2	1,2
Коэффициент возврата	$k_{\text{в}}$	-	1,1	1,1
Первичное напряжение срабатывания для минимального реле напряжения, кВ	$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}}$	-	24,792	7,083
	$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{k_{\text{отс}}}$	-	22,428	6,417
Первичное напряжение срабатывания для фильтра-реле напряжения обратной	$U_{2.с.з} = 0,06 \cdot U_{\text{ном.стор}}$	-	2310	660

последовательности, В				
Коэффициент трансформации трансформаторов напряжения	$k_v$	-	35000/ 100	10000/ 100
Вторичное напряжение срабатывания для минимального реле напряжения, В	$U_{c.p} = \frac{U_{c.з}}{k_v}$	-	64,166	64,17
Вторичное напряжение срабатывания для фильтра-реле напряжения обратной последовательности, В	$U_{2.c.p} = \frac{U_{2.c.з}}{k_v}$	-	6,6	6,6

### 3.3.6 Выбор выдержек времени

По условию селективности время срабатывания (уставка по времени) защиты последующего элемента выбирается в секундах, по выражению:

$$t_{c.з.посл} = t_{c.з.пред} + \Delta t, \quad (3.20)$$

где  $t_{c.з.пред}$  - время срабатывания МТЗ предыдущего элемента, то есть более удаленного от источника питания, с;

$\Delta t$  - ступень селективности, с.

Согласно (4.20), выдержки времени защит имеют следующие значения:

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$t_{с.з.МТЗ-10} = 2,5 \text{ с};$$

$$t_{с.з.МТЗ-35} = 3,0 \text{ с};$$

$$t_{с.з.МТЗ-110} = 3,5 \text{ с}.$$

### 3.4 Выбор уставок УРОВ

В соответствии с индивидуальным принципом построения, УРОВ шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Выдержка времени УРОВ может быть принята равной (0,2 - 0,3) с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит.

Реле тока УРОВ используется для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для нахождения отказавшего выключателя или короткого замыкания в зоне между выключателем и трансформатором с целью выбора направления действия оборудования. Ток срабатывания реле нужно выбирать по возможности минимальным. Оптимальное значение тока срабатывания от 0,05 до 0,1 номинального тока присоединения.

### 3.5 Расчет защиты от перегрузки

Трансформаторы могут выдерживать перегрузку в течение долгого времени. Поэтому при присутствии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора функционирует на сигнал. При его отсутствии наблюдение за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами автоматики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного оперативного персонала может срабатывать как на отключение так и на разгрузку. Защита от перегрузки,

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

согласно пункту 3.2.69 [7], монтируется на трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более.

Для того чтобы использовать все режимы и параметры трансформатора, нужно установить сигнализацию по перегрузки на все три стороны трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал находится по выражению (3.10), в котором  $k_{отс} = 1,05$  - коэффициент отстройки, а  $k_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата, коэффициент запуска не учитывается. Вторичный ток срабатывания реле находим по выражению (3.14).

Результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Расчет защиты от перегрузки

Наименование величины	Обозначение и пояснение	Числовое значение		
		Ввод 110 кВ	Ввод 35 кВ	Ввод 10 кВ
Номинальный ток стороны, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коэффициент отстройки	$k_{отс}$	1,05	1,05	1,05
Коэффициент возврата	$k_{в}$	0,95	0,95	0,95
Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки, А	$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном.стор}$	221,956	662,985	2320,451
Вторичный ток срабатывания реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{тт}}$	1,850	3,315	3,867

Время срабатывания защиты от перегрузки во избежание ложных сигналов должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики, снижения пускового тока нагрузки до номинального. Принимаем выдержку времени 9 с.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				93

### 3.6 Расчет блокировки РПН

Блокирование передачи управляющего импульса на исполнительный механизм устройства РПН осуществляется при:

- перегрузке по току;
- снижении напряжения на сторонах СН и НН ниже  $0,85 \cdot U_{\text{ном.стор}}$  ;
- неисправности регулятора и (или) приводов РПН;
- подачи внешнего сигнала блокировке.

Ток срабатывания блокировки РПН определяется:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.стор}}, \quad (3.21)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,0$  - коэффициент отстройки.

Согласно (4.21), получаем:

$$I_{\text{с.з}} = 1 \cdot 200,817 = 200,817 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле определяется по (3.14):

$$I_{\text{с.р}} = 200,817 \cdot \frac{1}{600/5} = 1,673 \text{ А.}$$

Защита действует на время перегрузки по току.

### 3.7 Расчет защиты от перегрева

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева.

Трансформатор марки ТДТН-40000/110 оснащен масляным охлаждением с дутьем и естественной циркуляцией масла.

Ток срабатывания автоматики охлаждения определяется по выражению (3.10), при  $k_{отс} = 0,5$  - коэффициент отстройки, а  $k_в = 0,95$  - коэффициент возврата, коэффициент запуска не учитывается. Расчетный вторичный ток срабатывания реле определяется по (3.14). Результаты расчета приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Расчет защиты от перегрева

Наименование величины	Обозначение и пояснение	Числовое значение		
		Ввод 110 кВ	Ввод 35 кВ	Ввод 10 кВ
Номинальный ток стороны, А	$I_{ном.стор}$	200,817	599,844	2099,456
Коэффициент отстройки	$k_{отс}$	0,5	0,5	0,5
Коэффициент возврата	$k_в$	0,95	0,95	0,95
Первичный ток срабатывания защиты от перегрева, А	$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot I_{ном.стор}$	105,693	315,707	1104,977
Вторичный ток срабатывания реле, А	$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{тт}}$	0,881	1,578	1,842

Выдержка времени составляет 9 с.

### 3.8 Газовая защита

Принцип работы газовой защиты основан на том, что мелкие, повреждения, а также нагревы в баке трансформатора (автотрансформатора) вызывают

распад масла и изоляции, из за чего образуется газ. Повышение выделения газа и его состав зависят от степени и характера повреждения трансформатора. По этому защита осуществляется так, чтобы при медленном газообразовании срабатывала сигнализация оповещения(предупреждения), а когда происходит большое газообразовании, которое случается при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита срабатывает как на сигнал, так и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора. Газовое реле, например типа ВF-80, монтируется в разрез трубы, которая соединяет бак трансформатора с расширителем.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на повреждения, такие как межвитковые замыкания, на которые не реагируют иные типы защит из-за малого значения тока при данном повреждении.

Новый трансформатор нужно включать с отключенной газовой защитой, которая может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора, до короткого замыкания в нем.

При включении нового трансформатора происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его требуется периодически выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Для свободного выхода газов при слабом газообразовании, трансформатор монтируется так, чтобы крышка трансформатора и трубопровод имели подъем в сторону газового реле. Элемент газовой защиты который отвечает за отключение имеет уставку срабатывания скорости масла.

Величина уставки определяется по инструкции (0,5-1,5 м/с) и может изменяться в зависимости от работы трансформатора. Это делается по тому , что выброс масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при коротких замыканиях которые происходят из вне.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

### 3.9 Газовая защита переключателя РПН

Контакты переключателя РПН располагаются в отдельном отмасленном баке трансформатора отсеке. При переключении контактов дуга находится в масле, то масло постепенно разлагается и выделяются другие компоненты. Это масло не перемешивается с остальным маслом в баке трансформатора и не ухудшает его свойства. Бак РПН также соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается реле, например URF-25. Оно называется струйным и срабатывает только при броске масла. В реле отключающий элемент - заслонка а не поплавков. Газ, выделяющийся при коммутации контактов, выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле происходит только при броске масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. После того как сработало струйное реле оно остается во включенном положении и возвращается в исходное положение с нажатием кнопки на реле.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

#### 4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью раздела является расчет сравнительной экономической эффективности капитальных вложений по проектированию подстанции и сопоставления разрабатываемых проектных вариантов. Рассмотрим два варианта:

- 1) оставим в работе силовой трансформатор типа ТДТНЖ-40000/110/35/10
- 2) заменим на силовой трансформатор типа ТДНТ-40000/110/35/10

##### 4.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для выполнения работ по проектированию формируется группа, которую возглавляет руководитель, в состав могут входить инженеры-проектировщики, ведущие инженеры, и другие инженерно-технические специальности, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе мы составляем перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования, производим распределение работ.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ, который отразим в таблице 23.

Наиболее ответственной частью экономических расчётов является расчёт трудоёмкости работ, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ. Удельный вес заработной платы в общей сметной стоимости работ составляет 35-65%, а иногда и более [14].

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>			
Изм.		№	Подп	Дата	<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Чесноков М.В.					98	177
Руковод.		Дерюгин А.В.						
Консульт.		Коршунова Л.А.						
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А.В.				ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$ , применим вариант, основанный на использовании трех оценок:  $t_{max}$ ,  $t_{min}$ ,  $t_{н.в.}$ :

$$t_{ож} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6},$$

где  $t_{max}$ , – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

$t_{min}$ , – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

$t_{н.в.}$  – наиболее возможная, по мнению экспертов, продолжительность работы (реалистическая оценка), человеко-дней.

Таблица 23. - Описание графика выполнения работ.

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

## 4.2 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

- материальные затраты;
- оплата труда;
- отчисления в социальные фонды;
- амортизация основных фондов;
- прочие затраты;
- накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов и т.п.), сведенные в приведенную ниже таблицу 24.

Таблица 24. - Материальные затраты.

Материал	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Бумага для печати	Пачка	2	150	300
USB-флеш-накопитель	Шт.	2	350	700
Канцелярские товары (набор)	Шт.	3	80	240
Заправка картриджей	Шт.	2	250	500
<i>Итого: I<sub>М</sub> =</i>				1740

2. Расчет заработной платы:

$$ЗП = ((ЗП_T \cdot k_{н.о.} \cdot k_{с.р.}) / 21) \cdot T_M \text{ руб.}$$

где  $ЗП_T$  – тарифный фонд заработной платы (оклад);

$k_{н.о.} = 1,1$  – коэффициент за неиспользованный время отпуск;

$k_{с.р.} = 1,3$  – доплаты за условия работы и проживания-северный и районный

коэффициенты;

$T_M = 90$  дней

$$ЗП_{\text{рук}} = (28000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21 \cdot 90 = 171600$$

$$ЗП_{\text{вед ин}} = (24000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21 \cdot 90 = 147085$$

									Лист
									100
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				

$$ЗП_{ин} = (19000 * 1,1 * 1,3) / 21 * 90 = 116442$$

Расчёты сводим в таблицу 26.

Таблица 26. - Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Разряд по оплате труда	Оклад, руб.	Время занятости, дней.	Заработная плата, руб.
Руководитель	3	28000	90	171600
Ведущий инженер	2	24000	90	147085
Инженер	2	19000	90	116442
Итого:				435127

$$\text{Фонд заработной платы } \Phi ЗП = \sum ЗП_{исп} = 435127 \quad \Phi ЗП = \sum ЗП_{исп} = 435127$$

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма отчислений в социальные фонды составляет:

$$I_{с.н.} = \Phi ЗП \cdot 0,30 = 435127 \cdot 0,30 = 130538$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле [14]:

$$I_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n,$$

где  $\Phi_n$  - первоначальная стоимость оборудования, руб.;

$H_a$  - норма амортизации, %;

$T_u$  - количество дней использования оборудования;

$T_{кал}$  - количество календарных дней в году.

$$I_{ам}(\text{компьютер}) = (90/365) * 0,2 * 45000 = 2352 \text{ рубля}$$

$$I_{ам}(\text{принтер}) = (8/365) * 0,2 * 7000 = 25 \text{ рублей}$$

$$I_{ам}(\text{стол}) = (90/365) * 0,1 * 15000 = 306 \text{ рублей}$$

$$I_{ам}(\text{стул}) = (90/365) * 0,1 * 5000 = 104 \text{ рубля}$$

Таблица 26. - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество, шт.	Тслужбы, лет	$\Phi_n$ , руб.	$H_a$ , %	$T_u$ , дней	$I_{ам}$ , руб.
Компьютер	2	12	45000	0,2	90	2352
Принтер	1	12	7000	0,2	8	25
Стол	3	25	15000	0,1	90	306
Стул	3	10	5000	0,1	90	104
Итого:						2790

Амортизационные отчисления составляют  $I_{ам}=2790$

5. Прочие расходы:

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (ЗП + I_m + I_{ам} + I_{сн});$$

$$I_{пр} = 0,1(435127 + 1740 + 2790 + 130538) = 570195$$

6. Накладные расходы принимаем 160% от ФЗП:

$$I_{р} = 1,6 \cdot \text{ФЗП} = 1,6 \cdot 435127 = 696203$$

Себестоимость проекта:

$$I_{пр} = I_m + I_{зп} + I_{сн} + I_{ам} + I_{пр} + I_r$$

$$I_{пр} = 1740 + 435127 + 130538 + 2790 + 570195 + 696203 = 1836593$$

Принимаем рентабельность 20% от прибыли:

$$I_{пб} = 0,2 \cdot C_{пр} = 0,2 \cdot 1836593 = 367318$$

Цена (стоимость) проекта:

$$C_{пр} = I_{пр} + I_{пб} = 1836593 + 367318,6 = 2203911$$

Смета затрат представлена в таблице 28.

Таблица 28. - Смета затрат.

Вид расходов	Обозначение	Сумма, руб.
Материальные затраты	$I_m$	1740
Заработная плата	$I_{зп}$	435127

Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	130538
Амортизационные отчисления	$I_{ам}$	2790
Прочие расходы	$I_{пр}$	570195
Накладные расходы	$I_p$	696203
Себестоимость проекта	$I_{пр}$	1836593
Прибыль	$P_{\sigma}$	367318,6
Стоимость проекта	$C_{пр}$	2203911

#### 4.3 Расчёт капиталовложений на оборудование строительно-монтажные работы

Целью является расчет капитальных вложений на проект проектирования подстанции «Зубово» 110/35/10 кВ. Строительство позволит обеспечить потребителей электроэнергией и обеспечить более надежную работу электросистемы.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается:

- двумя силовыми взаиморезервируемыми трансформаторами с питанием от двух независимых источников;
- установкой выключателей 110 кВ;
- установкой шкафа постоянного оперативного тока ШОТ;
- установкой микропроцессорных устройств РЗА.

Капитальные вложения  $K$  включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

№ варианта	Наименование электрооборудования	Кол-во шт.	Цена 1 шт. тыс. руб.	Дополнительные затраты тыс. руб.	Итого по варианту
1	Распред. устр-во ОРУ – 35 кВ	1	5320000	120000	5440000
	Устройство РЗА	1	1600000	140000	1740000
	Трансформатор ТДТНЖ – 40000 кВ·А	2	3500000	100000	7200000
	Выключатели 110кВ	2	1500000	93000	3186000

Щит управления	1	1100000	67487	1167487
Итого по 1 варианту				18733487
Распред. устр-во ОРУ – 35 кВ	1	4300000	110000	4410000
Устройство РЗА	1	1500000	131000	1631000
Трансформатор ТДНТ – 40000 кВ·А	2	2880000	136000	6032000
Выключатели 110кВ	2	1200000	100000	2600000
Щит управления	1	1000000	64080	1064080
Итого по 2 варианту				15737080

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительно-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2015 года. При строительстве подстанции предусматривается установка элегазовых выключателей. Монтаж и пуско-наладочные работы элегазовых выключателей 110 кВ марки ВГБЭ-35-12.5/630 выполнены компанией производителем (шефмонтаж). Строительно-монтажные работы выполнены по сметам ОАО «МРСК Сибири – ПАО ТРК».

1Вариант

Кмат=18733487 рублей

2Вариант

Кмат=15737080рублей

2)Затраты на строительно-монтажные работы примем из соотношения

100/30, т.е. 30%:

1Вариант

Краб=0,3\*18733487=5620046 рублей

2Вариант

Краб=0,3\*Кмат=0,3\*15737080=4721124рубля

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
						104

3) Капитальные затраты составляют:

1 Вариант

$$K_{\text{кап}} = K_{\text{мат}} + K_{\text{раб}} + Ц_{\text{пр}} = 18733487 + 5620046 + 2203911 = 26557444 \text{ рубля}$$

2 Вариант

$$K_{\text{кап}} = K_{\text{мат}} + K_{\text{раб}} + Ц_{\text{пр}} = 15737080 + 4721124 + 2203911 = 22662115 \text{ руб}$$

#### 4.4 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{пот}}$$

где  $I_{\text{ам}}$  - ежегодные амортизационные отчисления, руб.;

$I_{\text{обсл}}$  - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.;

$I_{\text{пот}}$  - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – это собственный источник финансирования обновления основных производственных фондов, величина которого зависит от двух факторов: стоимости имеющихся основных производственных фондов и норм амортизационных отчислений [14].

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = P_a \cdot K,$$

где  $P_a$  - норма амортизационных отчислений, % (для оборудования ПС  $P_a = 6,4\%$ );

1 Вариант

$$I_{\text{ам}} = 0,064 \cdot 26557444 = 1858626 \text{ руб}$$

2 Вариант

$$I_{\text{ам}} = 0,064 \cdot 22662115 = 1309325 \text{ руб}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования  $C_{po}$  включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования [14]:

$$I_{обсл} = P_{обсл} \cdot K \quad (5.6)$$

где  $P_{обсл}$  – норма затрат на обслуживание, % (для силового электрооборудования  $P_{ам} = 2\%$ ).

1) Вариант

$$I_{обсл} = 0,02 \cdot 24353533 = 487070 \text{ руб}$$

2) Вариант

$$I_{обсл} = 0,02 \cdot 20458204 = 409164 \text{ руб}$$

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии:

$$I_{пот} = \Delta P_T \cdot T_T \cdot \tau \quad (5.9)$$

1) Вариант

$$I_{пот} = 83,74 \cdot 8760 \cdot 2,05 = 1503802 \text{ руб}$$

2) Вариант

$$I_{пот} = 70,5 \cdot 8760 \cdot 2,05 = 1266039 \text{ руб.}$$

где  $\Delta P$  – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$T_T$  – годовое время включения электроустановки  $T_T = 8760$  ч/год.

$\tau = 2,05$  руб. – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах определяем по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot \beta^2, \text{ кВт} \quad (5.10)$$

1) Вариант

$$28,6 + 55 \cdot 0,38^2 = 83,74 \text{ кВт}$$

2) Вариант

$$14 + 56,4 \cdot 0,38^2 = 70,5 \text{ кВт}$$

$\beta$  – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + \beta^2 \cdot S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100, \text{ квар} \quad (5.11)$$

$\Delta Q_{XX} = S_H \cdot I_{XX} \% \cdot 1/100$  – постоянная составляющая потерь реактивной мощности, квар.

$\Delta Q_{K3} = S_H \cdot U_K \% \cdot 1/100$  – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар.

$I_{XX} \%$  - ток холостого хода, %.

$U_K \%$  - напряжение короткого замыкания, %.

Таблица 29 – Расчет потерь в трансформаторах

№ варианта	Количество и технические данные автотрансформатора	Коэффициент загрузки $\beta$	Потери активной мощности $\Delta P$	Потери реактивной мощности $\Delta Q$
1	ТДТНЖ-40000/110/35/10  $S_H = 40000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ $\Delta P_{XX} = 28,6 \text{ кВт}$ $\Delta P_{K3} = 55 \text{ кВт}$ $I_{XX} \% = 3,5 \%$ $U_{K3} \% = 10,6 \%$ $S_{расч} = 4846 \text{ кВ}\cdot\text{А}$	$\beta = 0,38$	83,74 кВт	2875 квар
	в 2 <sup>x</sup> ТДТНЖ – 12,5МВ·А		167,48 кВт	5750 квар

2	ТДНТ-40000/110/35/10 $S_H = 40000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ $\Delta P_{xx} = 14 \text{ кВт}$ $\Delta P_{кз} = 56,4 \text{ кВт}$ $I_{xx}\% = 0,95 \%$ $U_{кз}\% = 11,3 \%$ $S_{расч} = 4846 \text{ кВ}\cdot\text{А}$	$\beta = 0,38$	70,54 кВт	1726,2 квар
	в 2 <sup>х</sup> ТДНТ – 12,5МВ·А		141,08 кВт	3452,4 квар

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 30

Таблица 30 – Приведенные затраты, руб

№	$Z = p_H * K + I$	$p_H$	К	И	$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$		
					$I_{ам}$	$I_{обсл}$	$I_{пот}$
1	7502545	0,15	24353533	3849516	1858626	487070	1503820
2	6918246	0,15	20458204	2984528	1309325	409164	1266039

Примечание: первая строка с взята с технической документации, с учетом вложений на капитальный ремонт и обслуживание существующего оборудования по данным за 2015 год.

Приведенные затраты за 3 года, руб.

$$Z = p_H * K + I \quad (5.12)$$

$$Z_1 = 0,15 * 24353533 + 3849516 = 7502545 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = 0,15 * 20458204 + 2984528 = 6918246 \text{ руб.}$$

В результате произведенных расчетов оптимальным по экономическим показателям является вариант 2, характеризующийся минимальными приведенными затратами.

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Введение

На персонал, обслуживающий подстанцию «Зубово» 110/35/10 кВ в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы.

Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Опасные и вредные производственные факторы ГОСТ 12.0.003-74 подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические.

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарных правилах и нормах.

Предельно допустимое значение вредного производственного фактора (по ГОСТ 12.0.002-80) - это предельное значение величины вредного производственного фактора, воздействие которого при ежедневной регламентированной продолжительности в течение всего трудового стажа не приводит к снижению работоспособности и заболеванию как в период трудовой деятельности, так и к заболеванию в последующий период жизни, а также не оказывает неблагоприятного влияния на здоровье потомства.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Соцотв</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Чесноков М.В.						
Руковод.		Дерюгин А.В.					109	147
Консульт.		Коршунова Л.А.				<b>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</b>		
Н.Контр								
Утвердил		Прохоров А.В.						

При эксплуатации подстанции «Зубово» обслуживающий персонал подвергается воздействию следующих опасных и вредных факторов:

Опасные факторы:

- пожарная опасность;
- опасность поражения электрическим током;
- движущиеся машины и механизмы;

Вредные факторы:

- повышенный уровень электромагнитных полей;
- повышенный уровень статического электричества;
- отклонение освещенности;
- шумы и вибрации;
- микроклимат;
- повышенная запыленность и загазованность;

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, обслуживающий подстанцию, предусматриваются следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ при работе в электроустановках;

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электромагнитного поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съёмные экраны при ремонтных работах.

- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;
- соблюдение расстояний до токоведущих частей;
- выполнение организационно технических мероприятий для безопасного проведения работ.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

## 5. 2 Опасность поражения электрическим током

Основная опасность при обслуживании РУ подстанции является опасность поражения электрическим током. Источником опасности являются открытые токоведущие части и токоведущие части с изоляцией, которая может оказаться по каким-либо причинам нарушенной. Воздействие тока на организм человека можно разделить на биологическое, термическое, электрическое. Оно вызывает различные нарушения в организме, вызывая как местное поражение тканей и органов, так и общее поражение организма.

Существует два вида поражения электрическим током: электрический удар и местные электрические травмы. К травмам относятся ожоги, электрические знаки, электрометаллизация кожи и электроофтальмия. При электрическом ударе воздействию тока подвергается нервная система, что может привести к остановке сердечной и дыхательных мышц. Интенсивность воздействия тока на организм определяется множеством факторов, например длительностью прохождения тока, путём прохождения тока через тело, родом тока, индивидуальными особенностями человека.

Условно различают три степени воздействия электрического тока на организм человека и три его пороговых значения: осязаемый, неотпускающий и фибрилляционный.

Осязаемый ток – это такой ток, который вызывает при прохождении через человека осязаемые раздражения. Человек начинает ощущать воздействие проходящего через него переменного тока частотой 50 Гц значением 0,5–1,5 мА и постоянного тока значением 5–7 мА.

Неотпускающий ток – это такой ток, который вызывает при прохождении через человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.

Пороговым неотпускающим током называют наименьшее значение неотпускающего тока. Для переменного тока частотой 50 Гц оно составляет 10–15 мА.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					111

Фибрилляционный ток – это такой ток, который при прохождении через тело человека вызывает фибрилляцию сердца.

ороговымфибрилляционным током называют наименьшее значение фибрилляционного тока. Для переменного тока частотой 50 Гц фибрилляционным является ток от 100 мА до 5 А, пороговым – 100 мА. Для постоянного тока пороговым фибрилляционным током считается ток 300 мА, верхним пределом – 5 А.

Основное условие обеспечения безопасности обслуживающего персонала - это исключение возможного прикосновения к токоведущим частям. Для этого ограждаются все токоведущие элементы установок и используются защитные средства, которые делятся на основные и дополнительные.

Основные защитные средства - средства, которые выдерживают рабочее напряжение и позволяют производить работы непосредственно на токоведущих частях.

Основные электрозащитные средства на электроустановках до 1000 В:

- клещи изолирующие;
- клещи электроизмерительные;
- указатели напряжения;
- инструмент слесарно-монтажный с изолирующими рукоятками;
- переносные заземления;
- диэлектрические перчатки.

Дополнительные защитные средства - средства, которые не позволяют производить работы на токоведущих частях.

Дополнительные электрозащитные средства на электроустановках до 1000 В:

- диэлектрические галоши или сапоги;
- изолирующие подставки и накладки;
- диэлектрические коврики.

В пределах территории подстанции возможно короткое замыкание на землю токоведущих частей и частей оборудования, находящихся под напряже-

нием, в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривается установка на подстанции заземляющих устройств, принцип действия которых заключается в выравнивании потенциалов до приемлемых значений.

Класс помещения по электрической опасности ЗРУ и АПУ относится к помещениям с повышенной опасностью т.к. трансформатор установлен на железном полу [ПУЭ раздел 4 - Распределительные устройства и подстанции ].

### 5.3 Движущиеся машины и механизмы

Зоны перемещения машин, оборудования или их частей относятся к зонам потенциально опасных производственных факторов. Размеры опасных зон устанавливаются согласно. Границы опасных зон вблизи движущихся частей машин и оборудования определяются в пределах 5 м.

При техническом обслуживании машин с электроприводом должны быть приняты меры, не допускающие случайной подачи напряжения.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон должны быть установлены защитные ограждения, сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих.

Конструкция производственного оборудования должна исключать самопроизвольное ослабление или разъединение креплений сборочных единиц и деталей, а также исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, если это может повлечь за собой создание опасной ситуации.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ				113

#### 5.4. Повышенная напряженность электромагнитного поля

Вредное воздействие на работников подстанции оказывают электрические поля промышленной частоты (50 Гц). В ОРУ 110 кВ токоведущими частями создается переменное электромагнитное поле. Предельно-допустимые уровни (далее ПДУ) напряженности согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» представлены в таблице 5.1.

Таблица ПДУ напряженности магнитного поля, кА/м

Время воздействия за рабочий день, минуты	ПДУ напряженности, кА/м	
	Общее	Локальное
0-10	24 000	40 000
11-60	16 000	24 000
61-480	8 000	12 000

Электрическое поле неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела. Работоспособность человека падает. Он быстро утомляется. Воздействие на человека электрического поля зависит от его напряженности и длительности пребывания в зоне влияния.

Нормирование электромагнитных полей осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируется СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.002-84, а для электромагнитных полей радиочастот - в ГОСТ 12.1.006-84.

Нормы для электрической напряженности (без применения защитных средств), согласно ГОСТ 12.1.002-84 приведены в таблице



телей и заземляющих проводников), при котором напряжение прикосновения и шага в период замыкания фазы на заземленный корпус не превышает допустимых значений.

Исходные данные:

- На подстанции «Зубово» установлено 2 трансформатора ТДТН - 40000/110, нейтрали которых эффективно заземлены, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ, два трансформатора собственных нужд, нейтрали которых также заземлены. Территория подстанции ориентировочно составляет 8480 м<sup>2</sup>.

- Расчетный ток замыкания на землю на стороне 110 кВ  $I_3 = 9,85$  кА.

Сооружение заземлителя проектируем с внешней стороны ОРУ с расположением вертикальных электродов по периметру.

Устанавливается допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_3$ . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых. Для электроустановок свыше 1000 В с большим током замыкания на землю ( $I_3 \geq 500$  А), согласно пункту 1.7.90 [25],

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом.} \quad (5.1)$$

Предполагаем, что в качестве естественного заземлителя используется система заземления трос – опора подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета  $l = 250$  м, с сечением одного стального грозозащитного троса  $S = 50$  мм<sup>2</sup>; сопротивление заземления одной опоры  $R_{оп} = 16$  Ом. В качестве вертикальных заземлителей приняты стальные электроды диаметром  $d = 16$  мм и длиной  $l_B = 2,5$  м; верхние концы электродов располагаются на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним привариваются горизонтальные стальные полосы размером 40×4 мм.

Сопротивление естественного заземлителя для воздушной линии определим по формуле:

$$R_E = \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_m}} = \sqrt{16 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 3,46 \text{ Ом} \quad (5.2)$$

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					116

где  $r_{оп}$  - наибольшее сопротивление заземленной опоры, Ом;

Т.к.  $R_E > R_3$ , то необходима установка устройства искусственного заземления. Сопротивление растекания искусственного заземления  $R_{и}$  вычисляют по формуле:

$$R_{и} = \frac{R_3 R_E}{R_E - R_3} = \frac{3,46 \cdot 0,5}{3,46 - 0,5} = 0,584 \text{ Ом} \quad (5.3)$$

Далее определяется удельное сопротивление грунта  $\rho$  [12, таблица 2-2] для II климатической зоны  $\rho = 9-53 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  (чернозем), принимаем  $\rho = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . При вычислении расчетного удельного сопротивления грунта учитывается коэффициент сезонности  $k_c$ , зависящий от климатической зоны и вида заземлителя [12, таблица 2-3]. Принимаем  $k_{с.в} = 1,3$ ,  $k_{с.г} = 4,5$ .

Определяется расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных стержневых заземлителей по формуле:

$$\rho_{расч.в.} = k_{с.в.} \cdot \rho = 1,3 \cdot 30 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (5.4)$$

$$\rho_{расч.г.} = k_{с.г.} \cdot \rho = 4,5 \cdot 30 = 135 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (5.5)$$

Сопротивление растекания одного вертикального заземлителя вычисляют по формуле:

$$\begin{aligned} R_B &= \frac{0,366 \rho_{расч.в.}}{l_B} \times \left[ \ln \left( \frac{2l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4t + l_B}{4t - l_B} \right) \right] = \\ &= \frac{0,366 \cdot 39}{2,5} \times \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 2,5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) \right] = 34,7 \text{ Ом}, \quad (5.6) \end{aligned}$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, м;

$\rho_{\text{расч.в}}$  - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$t$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м;

$d$  - диаметр круглого стержневого электрода, м.

Исходя из необходимого значения сопротивления 0,59 Ом определяется приближенное количество вертикальных заземлителей по формуле:

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{и}}} = \frac{34,7}{0,584} = 59,4 \approx 60 \text{ шт} \quad (5.7)$$

С учетом коэффициента использования вертикальных заземлителей  $\eta_{\text{в}} = 0,65$  [12, таблица 2-6] уточняем их количество по формуле:

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} R_{\text{и}}} = \frac{34,7}{0,65 \cdot 0,584} = 92 \text{ шт} \quad (5.8)$$

На площади размещения ЭУ размещаются вертикальные заземлители на расстоянии  $a$  друг от друга (из соотношения  $a/l=3$ ,  $a = 7,5$ ) и определяется длина соединительной полосы (округляется в большую сторону) по формуле:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot n_{\text{в}} \cdot a = 1,05 \cdot 92 \cdot 7,5 = 724,5 \quad (5.9)$$

Определяется сопротивление растекания горизонтального заземлителя:

$$\begin{aligned} R_{\Gamma} &= \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2\pi l_{\Gamma}} \ln \left( \frac{2l_{\Gamma}^2}{bt} \right) = \\ &= \frac{135}{2 \cdot 3,14 \cdot 724,5} \ln \left( \frac{2 \cdot 724,5^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 0,517 \text{ Ом} \quad (5.10) \end{aligned}$$

где  $l_{\Gamma}$  – длина горизонтального электрода, м;

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м.

С учетом коэффициента использования горизонтального заземлителя  $\eta_{\Gamma} = 0,35$  [12, таблица 2-9] получим:

$$R_{\Gamma}' = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{0,517}{0,35} = 1,477 \text{ Ом} \quad (5.11)$$

Сопротивление растекания вертикальных заземлителей  $R_{\text{В}}'$  с учетом горизонтальных заземлителей определим по формуле:

$$R_{\text{В}}' = \frac{R_{\Gamma}' \cdot R_{\text{И}}}{R_{\Gamma}' + R_{\text{И}}} = \frac{1,477 \cdot 0,584}{2,585 + 0,584} = 0,419 \text{ Ом} \quad (5.12)$$

Общее сопротивление заземлителя определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{R_{\text{Е}} R_{\text{И}}}{R_{\text{Е}} + R_{\text{И}}} = \frac{3,46 \cdot 0,584}{3,46 + 0,584} = 0,499 \quad (5.13)$$

Определяем действительное количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{В}}' = \frac{R_{\text{В}}'}{R_{\text{И}}'} \cdot n_{\text{В}} = \frac{0,419}{0,584} \cdot 92 = 66 \text{ шт} \quad (5.14)$$

Таким образом предусмотренное проектом устройство защитного заземления удовлетворяет предъявляемым требованиям.

## 5.6 Молниезащита подстанции «Зубово»

### 5.6.1 Опасное воздействие молнии на объекты энергетики

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Воздействия молнии принято подразделять на две основные группы: первичные, вызванные прямым ударом молнии, и вторичные, индуцированные близкими ее разрядами или занесенные в объект протяженными металлическими коммуникациями. Опасность прямого удара и вторичных воздействий молнии для зданий и сооружений и находящихся в них людей или животных определяется, с одной стороны, параметрами разряда молнии, а с другой — технологическими и конструктивными характеристиками объекта (наличием взрыво- или пожароопасных зон, огнестойкостью строительных конструкций, видом вводимых коммуникаций, их расположением внутри объекта и т. д.). Прямой удар молнии вызывает следующие воздействия на объект:

- электрические, связанные с поражением людей или животных электрическим током и появлением перенапряжения на пораженных элементах. Перенапряжение пропорционально амплитуде и крутизне тока молнии, индуктивности конструкций и сопротивлению заземлителей, по которым ток молнии отводится в землю. Даже при выполнении молниезащиты прямые удары молнии с большими токами и крутизной могут привести к перенапряжениям в несколько мегавольт. При отсутствии молниезащиты пути растекания тока молнии неконтролируемы и ее удар может создать опасность поражения током, опасные напряжения шага и прикосновения, перекрытия на другие объекты;

- термические, связанные с резким выделением теплоты при прямом контакте канала молнии с содержимым объекта и при протекании через объект тока молнии. Выделяемая в канале молнии энергия определяется переносимым зарядом, длительностью вспышки и амплитудой тока молнии; и 95% случаев разрядов молнии эта энергия (в расчете на сопротивление 1 Ом) превышает 5,5 Дж, она на два-три порядка превышает минимальную энергию воспламенения большинства газо-, паро- и пылевоздушных смесей, используемых в промышленности. Следовательно, в таких средах контакт с каналом молнии всегда создает опасность воспламенения (а в некоторых случаях взрыва), то же относится к случаям проплавления каналом молнии корпусов взрывоопасных наружных установок. При проте-

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					120

кании тока молнии по тонким проводникам создается опасность их расплавления и разрыва;

- механические, обусловленные ударной волной, распространяющейся от канала молнии, и электродинамическими силами, действующими на проводники с токами молнии. Это воздействие может быть причиной, например, сплющивания тонких металлических трубок. Контакт с каналом молнии может вызвать резкое паро- или газообразование в некоторых материалах с последующим механическим разрушением, например, расщеплением древесины или образованием трещин в бетоне.

Вторичные проявления молнии связаны с действием на объект электромагнитного поля близких разрядов. Обычно это поле рассматривают в виде двух составляющих: первая обусловлена перемещением зарядов в лидере и канале молнии, вторая — изменением тока молнии во времени. Эти составляющие иногда называют электростатической и электромагнитной индукцией.

Электростатическая индукция проявляется в виде перенапряжения, возникающего на металлических конструкциях объекта и зависящего от тока молнии, расстояния до места удара и сопротивления заземлителя. При отсутствии надлежащего заземлителя перенапряжение может достигать сотен киловольт и создавать опасность поражения людей и перекрытий между разными частями объекта.

Электромагнитная индукция связана с образованием в металлических контурах ЭДС, пропорциональной крутизне тока молнии и площади, охватываемой контуром. Протяженные коммуникации в современных производственных зданиях могут образовывать охватывающие большую площадь контуры, в которых возможно наведение ЭДС в несколько десятков киловольт. В местах сближения протяженных металлических конструкций, в разрывах незамкнутых контуров создается опасность перекрытий и искрений с возможным рассеянием энергии около десятых долей джоуля.

Еще одним видом опасного воздействия молнии является занос высокого потенциала по вводимым в объект коммуникациям (проводам воздушных линий электропередачи, кабелям, трубопроводам). Он представляет собой перенапряже-

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					121

ние, возникающее на коммуникации при прямых и близких ударах молнии и распространяющееся в виде набегающей на объект волны. Опасность создается за счет возможных перекрытий с коммуникации на заземленные части объекта. Подземные коммуникации также представляют опасность, так как могут принять на себя часть растекающихся в земле токов молнии и занести их в объект.

### 5.6.2 Общие требования предъявляемые к молниезащите подстанций

Молниезащита представляет собой комплекс мероприятий, направленных на предотвращение прямого удара молнии в объект или на устранение опасных последствий, связанных с прямым ударом; к этому комплексу относятся также средства защиты, предохраняющие объект от вторичных воздействий молнии и заноса высокого потенциала.

Средством защиты от прямых ударов молнии служит молниеотвод — устройство, рассчитанное на непосредственный контакт с каналом молнии и отводящее ее ток в землю.

Молниеотводы разделяются на отдельно стоящие, обеспечивающие растекание тока молнии минуя объект, и установленные на самом объекте. При этом растекание тока происходит по контролируемым путям так, что обеспечивается низкая вероятность поражения людей, взрыва или пожара.

Классический молниеотвод (рис. 6.1) состоит из следующих конструктивных элементов:

- молниеприемник стержневого типа (1);
- несущая конструкция (2);
- токоотвод (3);
- заземляющее устройство (4).

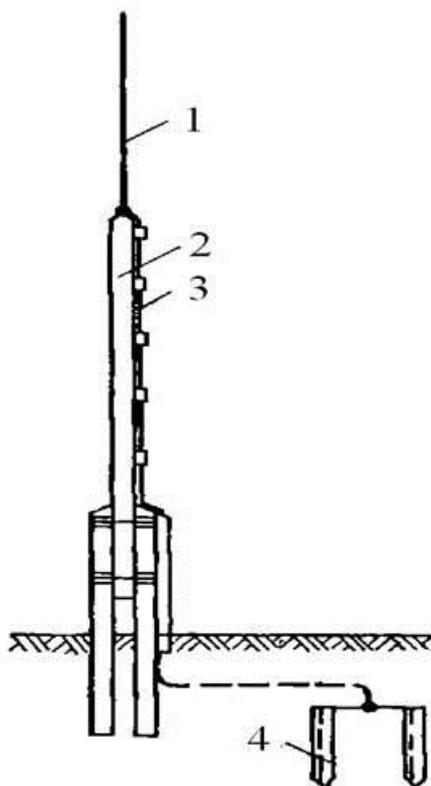


Рисунок 5.1 – Молниеотвод стержневой конструкции

Однако на практике они могут образовывать единую конструкцию, например металлическая мачта или ферма здания представляет собой молниеприемник, опору и токоотвод одновременно.

По типу молниеприемника молниеотводы разделяются на стержневые (вертикальные), тросовые (горизонтальные протяженные) и сетки, состоящие из продольных и поперечных горизонтальных электродов, соединенных в местах пересечений. Стержневые и тросовые молниеотводы могут быть как отдельно стоящие, так и установленные на объекте; молниеприемные сетки укладываются на неметаллическую кровлю защищаемых зданий и сооружений. Однако укладка сеток рациональна лишь на зданиях с горизонтальными крышами, где равновероятно поражение молнией любого их участка. При больших уклонах крыши наиболее вероятны удары молнии вблизи ее конька, и в этих случаях укладка сетки по всей поверхности кровли приведет к неоправданным затратам металла; более экономична установка стержневых или тросовых молниеприемников, в зону защиты которых входит весь объект.

Защита от механических разрушений различных строительных конструкций при прямых ударах молнии осуществляется: бетона — армированием и обеспечением надежных контактов в местах соединения с арматурой; неметаллических выступающих частей и покрытий зданий — применением материалов, не содержащих влаги или газогенерирующих веществ.

Защита от перекрытий на защищаемый объект при поражении отдельно стоящих молниеотводов достигается надлежащим выбором, конструкций заземлителей и изоляционных расстояний между молниеотводом и объектом.

Защита от вторичных воздействий молнии обеспечивается следующими мероприятиями. От электростатической индукции и заноса высокого потенциала — ограничением перенапряжений, наведенных на оборудовании, металлических конструкциях и вводимых коммуникациях, путем их присоединения к заземлителям определенных конструкций;

Защитное действие молниеотвода основано на "свойстве молнии с большей вероятностью поражать более высокие и хорошо заземленные предметы по сравнению с расположенными рядом объектами меньшей высоты. Поэтому на молниеотвод, возвышающийся над защищаемым объектом, возлагается функция перехвата молний, которые в отсутствие молниеотвода поразили бы объект. Количественно защитное действие молниеотвода определяется через вероятность прорыва — отношение числа ударов молнии в защищенный объект (числа прорывов) к общему числу ударов в молниеотвод и объект.

Защита подстанций от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми молниеотводами.

При разработке системы молниезащиты для конкретных подстанций следует пользоваться следующими рекомендациями:

- Открытые подстанции и ОРУ напряжением 20 – 500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется: для подстанций напряжением 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1600 кВА и менее - независимо от числа грозových часов в году; для всех ОРУ и подстанций напряжением 20 и 35 кВ в районах с числом

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					124

грозовых часов в году не более 20; для ОРУ и подстанций напряжением 110 кВ и ниже на площадках с удельным сопротивлением грунта в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозowych часов в году не более 20.

- Защита от прямых ударов молнии ОРУ напряжением 110 кВ и выше должна быть выполнена стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях ОРУ (порталах). Следует использовать также защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и др.). На конструкциях ОРУ напряжением 35 – 150 кВ стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении грунта в грозовой сезон: до 500 Ом·м (35 кВ) и до 1000 Ом·м (110 и 150 кВ) - независимо от площади заземляющего контура подстанции; от 500 до 750 Ом·м (35 кВ) и от 1000 до 2000 Ом·м (110 и 150 кВ) - при площади заземляющего контура подстанции 10000 м<sup>2</sup> и более.

- Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом.

## 5.7 Микроклимат

### 5.7.1 Оптимальные условия микроклимата

Холодный и летний период года - ( $t$  ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ ) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м<sup>2</sup> и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 17,0-19,0 °С

Относительная влажность воздуха – 60-40%

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					125

Скорость движения воздуха: Не более 0,2 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 13-20 °С,

Тёплый период года - ( $t + 10^{\circ}\text{C}$  и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м<sup>2</sup>)

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 19,0-21,0 °С

Относительная влажность воздуха – 60-40%

Скорость движения воздуха: 0,2м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

#### 5.7.2 Допустимые условия микроклимата

Холодный и летний период года - ( $t$  ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ ) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м<sup>2</sup> и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 15,0-22,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,4 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-23 °С,

Тёплый период года - ( $t + 10^{\circ}\text{C}$  и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м<sup>2</sup>)

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 16,0-27,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,5 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха;

#### 5.8 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Состояние воздушной среды характеризуется уровнем запыленности или загазованности воздуха рабочей зоны. Выполнение различных производственных работ нередко сопровождается выделением в воздушную среду вредных веществ, которые могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека. Для воздуха рабочей зоны производственных помещений в соответствии с установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК, используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции.

Производственные помещения, в которых происходит выделение пыли, должны иметь гладкую поверхность стен, потолков, полов и регулярно очищаться от пыли.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

## 5.9 Освещение

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий". СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения отличительными знаками или окраской.

Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от общего источника.

Присоединение к сети аварийного освещения переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается. Сеть аварийного отключения должна быть без штепсельных розеток. Питание сети освещения по схемам, отличных от проектных, запрещается.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки:

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – 2 раза в год;

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год, переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 2 раза в год.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному главным инженером энергопредприятия.

Нормирование естественного освещения согласно СНиП 23-05-95, по назначению помещений предусмотрены следующие уровни освещенности в помещениях:

- коридоры/коммуникации - 300 люкс;
- канцелярии - 500 люкс;
- производственные помещения – 500 - 600 люкс.

Минимальный КЕО в зависимости от точности работы при верхнем и комбинированном освещении нормируется в пределах от 2 до 10, а при боковом освещении  $e_{\text{мин}}$  - от 3,5 до 0,5.

Разряд зрительной работы: II б

Таблица Разряд зрительной работы:

Разряд зрительных работ	Наименьшее нормированное значение КЕО, $e_n$ , % при совмещенном освещении	
	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
I	3	1,2
II	2,5	1
III	2	0,7
IV	1,5	0,5
V и VII	1	0,3
VI	0,7	0,2

## 5.10 Шум

Шум на производстве наносит большой ущерб, вредно действуя на организм человека и снижая производительность труда.

На подстанции установлены трансформаторы типа ТДТН 40000кВА. Уровень звука от трансформатора должен быть не более допустимого 75 дБА, согласно «СНиП 23-03-2003 защита от шума». Для снижения уровня звука до допустимого, проектом предусматривается у силовых трансформаторов установка шумозащитных перегородок.

Для измерения шума применяют шумометры, анализаторы и другие приборы. Все измерения производят в соответствии с ГОСТом 12.1050-86 и ГОСТом 23941-79.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами:

- уменьшение шума в источнике;
- предупреждение распространения шума;
- изоляция источника шума и поглощение шума;
- применение средств коллективной (ГОСТ 12.1.029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.14.051-87) защиты;
- рациональной планировкой и акустической обработкой рабочих мест.

Наиболее рациональной мерой является уменьшение шума в источнике или же изменение направления излучения.

Электромагнитный шум ослабляется уменьшением потока рассеяния, устранением близко расположенных магнитных материалов.

Снижение шума достигается следующими методами:

1. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
2. Использование экранов и зеленых насаждений.
3. Применение глушителей аэродинамического шума, звукопоглощающей облицовки в газоздушных трактах вентиляционных систем.

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					130

## 5.11 Вибрация

При эксплуатации тепловых пунктов источником вибрации являются включенные трансформаторы с электроприводами. Технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации – электрические агрегаты - называют общей вибрацией 3 категории. Общую вибрацию на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий категории относят к типу 3а.

Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологического типа "а" принимаются согласно таблице

Таблица: Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Значения весовых коэффициентов			
	для виброускорения		для виброскорости	
	$K_i$	$L_{\text{к}}$	$K_i$	$L_{\text{к}}$
8	1,0	0	0,5	-6
16	1,0	0	1,0	0
31,5	0,5	-6	1,0	0
63	0,25	-12	1,0	0
125	0,125	-18	1,0	0
250	0,063	-24	1,0	0
500	0,0315	-30	1,0	0
1000	0,016	-36	1,0	0

## 5.12 Экологическая безопасность

При разработке проекта были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадки в «кавалер», откосы которого укрепляются посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

После сооружения подстанции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Проектируемая подстанция не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии трансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслостоків закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности. Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132



б. надежность управления, оповещения и связи.

Все требования по обеспечению работы в ЧС должны быть запланированы в планах ГО объекта. Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий ГО.

Нормы проектирования ИТМ ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается Госпланом, Госстроем, штабом ГО России). Нормы проектирования направлены:

1. на защиту населения и снижения возможности разрушений и потерь в ЧС;
2. на устойчивость функционирования объектов в ЧС;
3. на создание условий для проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения.

Требования норм проектирования распространяются:

1. на все города и объекты народного хозяйства, по которым предполагается удар ядерного оружия;
2. на всю территорию страны, в части защиты населения и ОНХ от радиоактивного заражения;
3. светомаскировка населенных пунктов с регионами, соблюдения и полного солнечного затмения.

Требования норм проектирования к размещению ОНХ.

Цель требований: не допускать дальнейшей концентрации объектов промышленности в крупных городах, повысить их устойчивость путем рассредоточения объектов с учетом возможных разрушений при стихийных бедствиях и ОПМ.

Основные требования:

- новые предприятия электрических сетей энергетики имеющих государственное значение, склады – строить за пределами зон возможных разрушений и катастрофических затоплений;

- категорированные ОНХ должны размещаться на расстоянии от 6 до 60 км от границ застройки города;
- базы текущего снабжения расположить на окраине города, куда выносить парки трамвайные, троллейбусные, автобусные, электрические подстанции;
- склады сильно действующих ядовитых веществ (СДЯВ) и взрывчатых веществ размещать в загородной зоне, вдали от населенных пунктов;
- склады горюче-смазочными материалами (ГСМ), расположенные на берегах рек строить ниже по течению реки от населенных пунктов.

Требования норм к строительству производственных зданий и сооружений.

Цель требований: повысить физическую, сейсмическую устойчивость зданий, от которых зависит производство, уменьшить возможность возникновения аварий при разрушениях зданий, сооружений. Для этого необходимо:

а) при проектировании производственных и жилых зданий расположенных в

зоне возможных разрушений применять легкие несгораемые или трудносгораемые материалы;

б) отдавать предпочтение горизонтальным конструкциям с меньшей наружностью;

в) важные производственные сооружения строить заглубленные или с повышенной устойчивостью.

Требование к системе электроснабжения.

1. электроснабжение предприятий проектировать от двух независимых источников, расположенных на значительном расстоянии друг от друга;
2. место строительства ПС выбирать с учетом минимальных разрушений и потерь в случае аварий, катастроф и стихийных бедствий;

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135





## Средства пожаротушения

Для тушения пожара широко применяются различные химические средства, выбрасываемые в очаг пожара с помощью огнетушителей. В настоящее время наибольшее применение имеют ручные жидкопенные огнетушители типа ОП-1 и густопенные типов ОП-3 и ОП-5б. Для этих огнетушителей применяется заряд, состоящий из кислотной и щелочной части. Например: углекислотные огнетушители типов ОУ-2А, ОУ-5, ОУ-8 и другие, предназначенные для тушения возгорания различных материалов и электроустановок.

Поэтому устанавливается в помещении РУ-110кВ пожарный инвентарь, в который входит :

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5
- ящик с песком 3м<sup>3</sup> - 1шт
- асбест 2 х 1,5м –1шт
- ведро - 2 шт
- лопата - 2шт
- багор

### 5.14.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

#### 5.14.2. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

#### 5.15 Заключение

В данном разделе были рассмотрены наиболее характерные для подстанций опасные и вредные факторы (такие как повышенная напряженность электромагнитного поля, опасность поражения электрическим током и т. д.). Так же был произведен расчет молниезащиты подстанции. Открытое распределительное устройство 110 кВ защищается при помощи установки многократных стержневых молниеотводов. Проведенные расчеты показали, что установка четырех молниеотводов позволяет защитить ОРУ 110 кВ.

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

## Заключение

В дипломном проекте разработана подстанция «Зубово» 110/35/10 кВ установкой двух трансформаторов ТДТН-40000/110. Произведены все необходимые расчеты по выбору и проверке устанавливаемого оборудования, определены необходимые параметры подстанции.

Проведен анализ участка сети, к которому подключается проектируемая подстанция. В проекте приведены расчеты максимальных и послеаварийных установившихся режимов сети.

Произведен расчет релейной защиты трансформатора с применением МПУ РЗА производства НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары). Для защиты трансформатора принят к установке шкаф ШЭ 2607 041015-27Е2УХЛ4 - шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем.

Кроме того, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта. Произведен расчет заземляющего устройства подстанции и молниезащиты. В организационно-экономической части представлено обоснование необходимости строительства подстанции «Зубово» 110/35/10 кВ.

					<b>ФЮРА.140205.018 ПЗ</b>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Чесноков М.В.</i>				<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Дерюгин А.В.</i>						140	147
<i>Консульт.</i>	<i>Коршунова Л.А.</i>							
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>	<i>Прохоров А.В.</i>							
						<b>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</b>		

## Список литературы

1. Выбор схем электрических соединений подстанций / С. Е. Кокин. - Екатеринбург: Издательство УГТУ-УПИ, 2001.
2. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35 - 750 кВ. - 3-е изд., перераб. и доп. № 13865. Т.1. - М.: ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект, 1991.
3. Указания по применению различных видов оперативного тока на подстанциях 110 кВ и выше. № 13906М - Т.1. Москва, 1990.
4. Ананичева С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1995. 55 с.
5. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - М.: Издательство стандартов, 1988. - 40 с.
6. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - М.: Издательский центр «Академия», 2004. - 448с.
7. Правила устройства электроустановок. - 6-е изд. с изм. и доп. - М.: Госэнергонадзор, 2001. - 944 с.
8. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. «Электрооборудование станций и подстанций». М.: «Энергия», 1975.
9. Шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607 041015 / Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.047 РЭ. Т.1. - 2005.
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 - 500 кВ: Расчеты. - 11. М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с.
12. Боровиков В. А., Косарев В. К., Ходот Г. А. «Электрические сети энергетических систем». Л.: «Энергия», 1977.
13. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					141

14. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.
15. Электрические станции, подстанции и сети: Пособие по курсовому и дипломному проектированию / С. Я. Свирен. - Киев: Государственное издание технической литературы УССР, 1962.
16. Основы безопасной эксплуатации электроустановок / А. И. Бухаров, В. В. Петунин. - М.: Военное издательство - 1989.
17. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 336 с.
18. Методические указания к выполнению организационно-экономических расчетов в дипломных проектах для студентов спец. 0601 «Электрические машины и аппараты» - Уфа: УАИ, 1987. 19 с.
19. Новые главы в экономике: Учебное пособие / Н. К. Зайнашев, С. В. Ильин, Е. М. Сандомирский: УГАТУ, 1994 г. - 91 с.
20. Беляева Е. Н. Как рассчитать ток короткого замыкания. - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 136 с., ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 544).
21. Шабад М. А. Максимальная токовая защита. - Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отдние, 1991 - 96 с.: ил. (Б-ка электромонтера; Вып. 640).
22. Голанцов Е. Б., Молчанов В. В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 88 с.: ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 631).
23. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 800 с.: ил.
24. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок . М.: НЦ ЭНАС, 2003
25. РД 34.21.122-87 «Инструкции по молниезащите зданий и сооружений»
26. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

27. ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты»
28. ГОСТ 12.0.002-80 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения
29. ГОСТ 12.1.006-84 «Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»
30. СНИП 2971-84«Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередач переменного тока промышленной частоты»
31. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
32. ГОСТ 12.1.045-84 «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»
33. Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 7 издание). – М.:НЦ ЭНАС, 2003
34. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
35. Руководство по проектированию, строительству и эксплуатации заземлений в установках проводной связи и радиотрансляционных узлов ДОС. Издательство «СВЯЗЬ», Москва, 1971, 80 с.
36. СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
37. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений
38. Справочник по проектированию электрических сетей. И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, ЭНАС,2012-376 с.
38. ГОСТ 12.2.003-91-«Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
39. Расчет устройства защитного заземления : методические указания к выполнению самостоятельной работы БЖД-3 по дисциплине "Безопасность

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.018 ПЗ					143

жизнедеятельности" для студентов всех специальностей / Томский политехнический университет; сост.: Б. А. Тихонов, А. Г. Дашковский. — Томск: Изд-во ТПУ, 1997. — 12 с.: ил. — Библиогр.: с. 12.

40. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

41. СНиП 23-05-95 «Естественноеиискусственное освещение»

					ФЮРА.140205.018 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144