

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

Институт Энергетический
Направление подготовки 140400 – «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра Электропривода и электрооборудования

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение тягового участка Мариинск - Тяжин

УДК 621.31.031.001.6:621.311.4.00124:656.21(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г13	Аликин С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПЭО	Кладиев С.Н	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Мелик-Гайказян М.В.	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Романов И.И.	К.Т.Н.,		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электропривода и электрооборудования	Дементьев Ю.Н.	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт Энергетический
Направление подготовки 140400 – «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра Электропривода и электрооборудования

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Дементьев Ю.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г13	Аликин Сергей Алексеевич

Тема работы:

Электроснабжение тягового участка Мариинск - Тяжин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.04.2016г №2553/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	<i>Объектом исследования является тяговый участок Мариинск-Тяжин. В качестве исходных данных представлены:</i> - схема питания подстанций; - параметры системы; - параметры подстанции; - сведения об перегоне Мариинск – Тяжин.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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; обсуждение результатов</i>	- постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения денного участка; - детальное рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах тягового электроснабжения с последующим выбором оборудования; - обсуждение результатов выполненной работы;

выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).		- разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		- разрез ОРУ 110кВ; - план опорной подстанции; - однолинейная схема подстанции.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	
«Социальная ответственность»	Романцов Игорь Иванович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.04.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПЭО	Кладиев Сергей Николаевич	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г13	Аликин С.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З–5Г13	Аликину Сергею Алексеевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электропривод и электрооборудование
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость затрат технического проекта: на материальные затраты, зарплаты, страховые отчисления и накладные расходы</i>	В техническом проекте были задействованы 2 человека (руководитель, инженер). Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г.Томску. Заработная плата рассчитывается в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ.
2. <i>Продолжительность выполнения</i>	Приблизительная оценка продолжительности выполнения технического проекта определяется исходя из ожидаемой трудоёмкости работ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

3. <i>Планирование и формирования графика работ по реализации технического проекта</i>	Для составления графика по проектированию электроснабжения используется оценка трудоемкости работ для каждого исполнителя. По полученным данным строится график Ганта, позволяющий спланировать процесс реализации технического проекта.
4. <i>Формирование сметы технического проекта</i>	В процессе формирования сметы технического проекта используется следующая группировка затрат по статьям: <i>материальные затраты;</i> <i>полная заработная плата исполнителей;</i> <i>отчисления во внебюджетные фонды;</i> <i>накладные расходы.</i>
5. <i>Ресурсоэффективность технического проекта</i>	Оценка эффективности проекта производится с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2016г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Мелик-Гайказян М.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Г13	Аликин С.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-5Г13	Аликин Сергей Алексеевич

Институт	Энергетический	Кафедра	Электропривод и электрооборудование
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)

опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)

негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)

чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

Описание рабочего места работника тяговой подстанции на предмет возникновения:

-вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)

- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, электрической, природы).

Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

ПУЭ, СН-245, НПБ 105-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.0.002-97, ГОСТ 12.1.005-97, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты

(сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);

механические опасности (источники, средства защиты);

термические опасности (источники, средства защиты);

электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты);

– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактич. мероприятия, средства пожаротушения)	пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
<i>Охрана окружающей среды:</i> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); разработка и принятие решений по обеспечению экологической безопасности предприятия.
<i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	перечень возможных ЧС на объекте; эвакуация людей из зданий и помещений.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Романов Игорь Иванович		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г13	Аликин С.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 17 рис., 27 табл., 13 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: расчетная нагрузка, выбор трансформаторов, электроснабжение участка, выбор оборудования, проверка оборудования, однолинейная схема, менеджмент, социальная ответственность.

Объектом исследования является участок тягового электроснабжения Мариинск - Тяжин.

Цель работы: разработка системы электроснабжения тяговой участка.

В процессе исследования произведен выбор метода расчета на основе исходных данных, поэтапный расчет электрических нагрузок тяговой подстанции и рассматриваемого участка, выбор оборудования и его проверка при различных режимах работы.

В результате исследования была спроектирована конкретная модель электроснабжения тягового участка, представлен расчет бюджета затрат и безопасность для окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемый участок состоит из двух подстанций, из них одна опорная вторая отпаечная. Тяговый участок относится к потребителю первой категории по степени надежности электроснабжения; напряжение питающей линии 110 кВ; рабочие напряжения внутри подстанции: 27,5, 10 кВ; схема внешнего электроснабжения – двух цепная.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
2 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	15
2.1 Структурная и однолинейная схемы электрических присоединений подстанции	15
2.2 Выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд.	15
2.3 Основные элементы схемы тяговой подстанции их назначение и описание	16
2.4 Выбор токоведущих частей и аппаратуры	17
2.5 Определение объема измерения	23
2.6 Выбор трансформаторов напряжения и тока	25
2.7 Выбор устройств защит от перенапряжения	27
2.8 Расчет токов коротких замыканий	27
2.9 Расчет величин тепловых импульсов	40
2.10 Проверка токоведущих частей и аппаратуры подстанции	42
2.11 Электроснабжение тягового участка Мариинск – Тяжин.	61
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	73
3.1 Организация работ технического проекта	73
3.2 Определение трудоемкости выполнения технического проекта	75
3.3 Определение сметы проекта	78
3.3.1 Заработная плата исполнителей проекта	78
3.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	79
3.3.3 Накладные расходы	80
3.4 Расчет стоимости технических средств	80
3.5 Определение ресурсоэффективности проекта	82
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
4.1 Анализ опасных и вредных факторов	85
4.2 Производственная санитария	86
4.2.1 Воздух рабочей зоны	86
4.2.2 Вентиляция	87
4.2.3 Защита от шума	87
4.2.4 Освещение	88
4.3 Электробезопасность	88
4.3.1 Защита от случайного прикосновения	89
4.3.2 Защитное заземление	90
4.3.3 Зануление	92
4.4 Пожарная безопасность	93
4.5 Охрана окружающей среды	94

4.6 Эвакуация людей из зданий и помещений	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	97
Приложение А. Разрез РУ-110кВ	
Приложение Б. План тяговой подстанции Мариинск	
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Однолинейная схема тяговой подстанции Мариинск	

ВВЕДЕНИЕ

Железнодорожный транспорт является энергоёмкой отраслью народного хозяйства. На его долю приходится более половины электрической энергии и около трети других видов энергоресурсов, потребляемых всеми видами транспорта – авиационным, водным и автомобильным.

По мере расширения этих видов тяги и накопления опыта эксплуатации всё более чётко вырисовывались специфические свойства каждого вида тяги и требования, обеспечивающие его эффективность:

- способность надёжно работать в любых метеорологических условиях и сохранять работоспособность при отказе одного или нескольких элементов;
- достаточная ремонтпригодность;
- высокая экономичность перевозок, одним из определяющих факторов которой является коэффициент полезного использования энергоресурсов; он во многом зависит от того, насколько экономичны характеристики силовых установок локомотивов, т. е. насколько можно регулировать их применительно к профилю участка и наиболее целесообразным с точки зрения экономии энергии режимам движения поезда;
- отсутствие необходимости в дорогостоящем топливе для силовых установок локомотивов;
- экологическая чистота, благоприятные изменения условий и характера труда людей.

Каждый вид тяги – автономной или неавтономной - в той или иной мере удовлетворяет указанным условиям. Поэтому сравнение видов тяги и оценка их эффективности на основании сопоставления только тяговых свойств и характеристик локомотивов различных видов являются неполными, так как не учитывают другие, не менее важные специфические свойства каждого вида тяги. Например, электрическая тяга оказывает наименьшее отрицательное воздействие на окружающую среду; при внедрении её учитывают условия труда

не только работников, занятых в процессе перевозок, но и работников других служб железнодорожного транспорта, а также занятых на работах в других отраслях народного хозяйства в районах, прилегающих к железной дороге.

Чтобы более полно охарактеризовать свойства электрической тяги, нужно рассмотреть такие её показатели технико-экономические, как коэффициент полезного действия (к. п. д.), особенности характеристик локомотивов, металлоёмкость, возможности экономии энергии при движении поезда, надёжность электрической тяги и электроподвижного состава в целом, влияние электрификации железных дорог на условия работы и производительность труда.

Основной задачей системы электроснабжения является обеспечение эксплуатационной работы железной дороги. Для этого необходимо, чтобы мощность всех элементов была достаточной для обеспечения потребной каждому локомотиву мощности при самых разнообразных условиях работы железнодорожной линии.

Эти задачи могут быть решены только при правильно выбранных параметрах системы электроснабжения, т. е. обеспечивающих работу оборудования в допустимых для неё пределах по нагрузке и необходимое качество электрической энергии (в первую очередь уровень напряжения), а также при обеспечении необходимого резерва.

1. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является электроснабжение тягового участка Мариинск – Тяжин и тяговая подстанция Мариинск.

Исходными данными для ВКР являются:

1. Схема питания тяговых подстанций

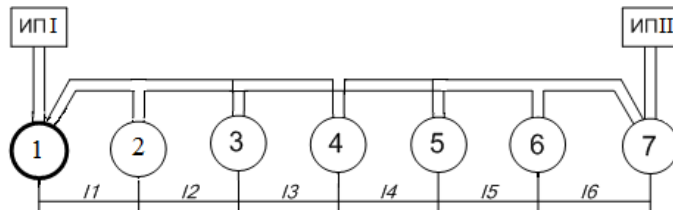


Рис. 1. Двух цепная ЛЭП-110 кВ

2. Проектируемая тяговая подстанция – (Мариинск рисунок 1);
3. Переменный род тока - (27,5 кВ);
4. Характеристика источников питания.

Таблица 1 – Параметры энергосистемы.

Параметры системы			
ИП I		ИП II	
Скз1, кВА	Sc1, кВА	Скз2, кВА	Sc2, кВА
1700000	∞	2000000	650000

5. Данные по понизительным трансформаторам (ТП).

Таблица 2 – Данные по понизительным трансформаторам (ТП)

ТП					S _{ф 10кВ} / КОЛ-ВО
S _{н.} МВА	U _{вн.} кВ	U _{сн.} кВ	U _{нн.} кВ	КОЛ-ВО	
40	110	27,5	10	2	900/7

6. Длина участков ЛЭП.

Таблица 3 – Длины ЛЭП

Длина, км						
L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇
52	54	53	49	54	52	52

7. Характеристика потребителей собственных нужд.

Таблица 4 – Цепи собственных нужд

Наименование потребителя	k _ц	cosφ	Мощность, кВт
Освещение рабочее	0,7	1,0	25
Освещение аварийное	1,0	1,0	2,2
Нагрузки моторные	0,75	0,8	32
Калориферы и печи отопления	0,65	1,0	25
Нагрузка СЦБ	0,75	0,8	44
Вторичные цепи	0,7	1,0	2,5
Аккумуляторная батарея	0,7	1,0	9,5

8. Время выдержки релейной защиты.

Таблица 5 – Время выдержки релейной защиты

Выдержки время в местах установки защит, t, с						
Ввода 110 кВ	Ввода 35 кВ	Ввода 27,5 кВ	Ввода 10 кВ	Фидера 35 кВ	Фидера 27,5 кВ	Фидера 10 кВ
2	-	1	1	-	0,5	0,5

9. Электроснабжение тягового участка Мариинск – Тяжин

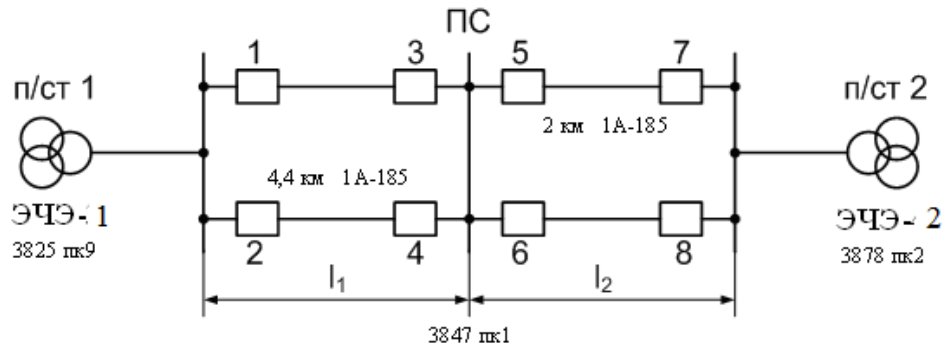


Рисунок 2 – Заданный двухпутный участок Мариинск – Тяжин

Расстояние между подстанциями: $l = 52,3 \text{ км}$.

Расстояние от подстанций до поста секционирования: $l_1 = 21,2 \text{ км}$,
 $l_2 = 31,1 \text{ км}$.

Контактная подвеска каждого пути – ПБСМ 95+МФ100.

Усиливающий провод - 1А-185

Рельсы – Р65.

На каждой подстанции установлено по два трехфазных трансформатора мощностью: $S_T = 40 \text{ МВА}$.

Напряжение короткого замыкания трансформатора Т1 ЭЧЭ-1: $U_K = 9,91\%$.

Напряжение короткого замыкания трансформатора Т1 ЭЧЭ-2:
 $U_K = 10,3\%$.

Значения погонных сопротивлений контактной сети:

$$Z_{21} = 0,471 \text{ Ом/км}, \quad Z_{22} = 0,315 \text{ Ом/км}.$$

Ток нагрузки максимальный фидеров подстанции: $I_{\max TP} = 900 \text{ А}$.

Ток нагрузки максимальный фидеров поста: $I_{\max PC} = 600 \text{ А}$.

2. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

2.1 Структурная и однолинейная схемы электрических присоединений подстанции

Соединений элементов тяговой подстанции при системе 27,5 кВ представлена на рисунке 1

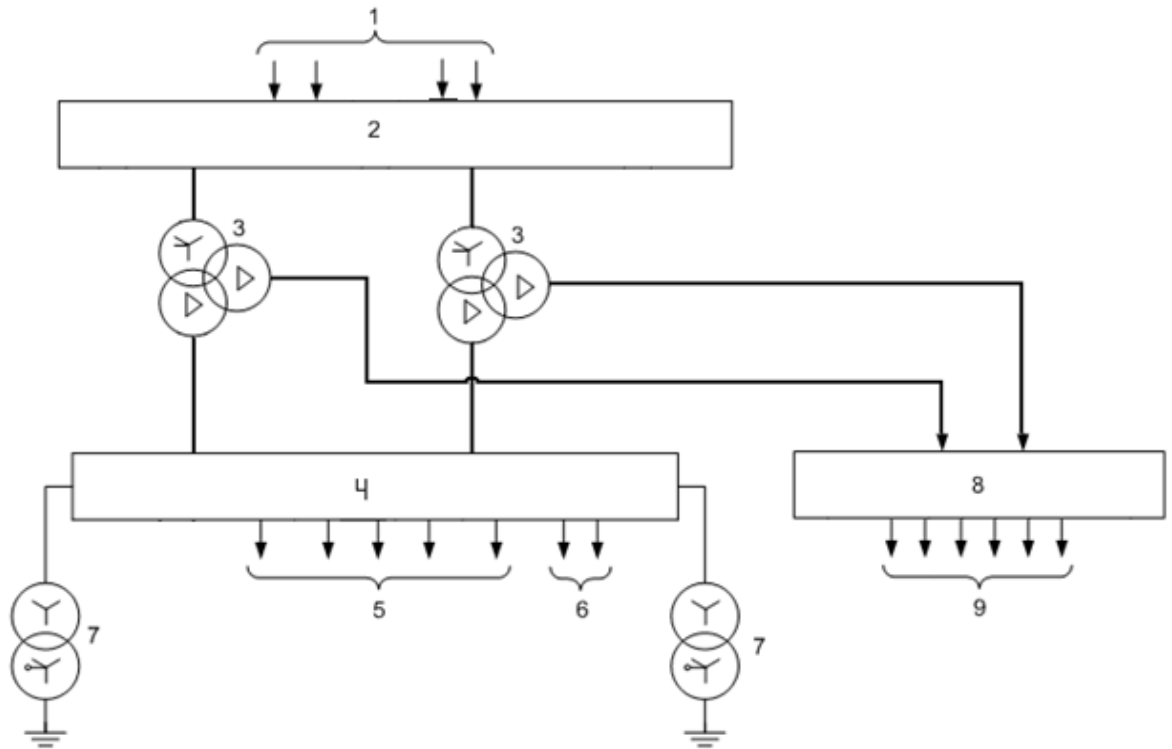


Рисунок 3 – Схема структурная тяговой подстанции - 27,5 кВ.

1 – вводы 110 кВ; 2 – ОРУ – 110 кВ; 3 – рабочий и резервный трёхобмоточный трехфазный трансформатор 110/27,5/10; 4 – ОРУ-27,5 кВ; 5 – фидера к/сети; 6 – ДПР; 7 – трансформатор собственных нужд (ТСН); 8 - РУ-10 кВ; 9 – фидеры районных потребителей 10 кВ.

2.2 Выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд

Из исходных данных о понизительных трансформаторах, выбираем тяговый трансформатор типа – ТДТНЖ-40000/110/27,5/10 - У1.

Обозначение трансформатора: Т – трансформатор, Д - масляное с дутьём и естественной циркуляцией масла, Т – трех обмоточный, Н – выполнение одной из обмоток с устройствами РПН, Ж - для транспорта железнодорожного.

Трансформатор собственных нужд (ТСН) на тяговых подстанциях устанавливают два штуки, с напряжением вторичным 380/220 В, которые определяются суммированием всех мощностей потребителей подстанции.

Питание ТСН на подстанциях осуществляется от шин 27,5 кВ.

Мощность расчётная ТСН определяется по формуле:

$$S_{pCH} = K_{CH} \cdot n_{TP} \cdot S_{TP} + S_{AB} + S_{MH} + S_{OC} + S_H + S_{Ц.упр} - S_{под}$$

где K_{CH} - коэффициент собственных нужд – 0,006

n_{TP} – число силовых трансформаторов – 2

S_{TP} – Мощность силового трансформатора – 40000 кВА

S_{AB} – Мощность автоблокировки – 44 кВА

S_{MH} – Мощность моторных нагрузок – 32 кВА

S_{OC} – Аварийное и рабочее освещение – 27.2 кВА

$S_{П}$ – печи отопления и калорифера – 25 кВА

$S_{В.цепи}$ – Вторичные цепи – 12 кВА

$$S_{pCH} = 0,006 \cdot 2 \cdot 40000 + 44 + 32 + 27,2 + 25 + 12 - 250 = 370 \text{ кВА}$$

Выбираем из рассчитанной мощности ТСН типа: ТМЖ –400/27,5/0,4

Обозначение трансформатора Т – трансформатор, М – масляный, Ж - для железнодорожного транспорта.

2.3 Основные элементы схемы тяговой подстанции их назначение и описание

1. Силовые трансформаторы предназначены для изменения напряжения переменного тока, для дальнейшей передачи потребителю.

2.Высоковольтные выключатели предназначены для коммутации эл.цепей в нормальных и аварийных режимах.

3. Разъединитель – это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической сети без нагрузки либо с незначительной нагрузкой (остаточный ток кабельных или воздушных линий), а также для создания видимого разрыва цепи при отключении питания линии.

4. Ограничители перенапряжения – электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

5. Трансформаторы тока предназначены для преобразования тока до значения удобного, питания измерения приборами и реле.

6. Трансформаторы напряжения предназначены для преобразования напряжения до значения удобного, питания приборов и реле.

2.4 Выбор токоведущих частей и аппаратуры

2.4.1 Рассчитаем максимальные рабочие токи основных присоединений подстанции

Для надёжной работы токоведущих частей и аппаратуры, необходимо сделать правильный выбор их по условиям длительной работы в нормальных режимах и проверить их для условий кратковременных работ в режиме к.з.

Выбор токоведущих частей и аппаратуры выполняем по номинальным значениям напряжения и тока:

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.4.1)$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.4.2)$$

где $I_{\text{раб max}}$ – ток максимальный рабочий аппарата, А;

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

$U_{\text{уст}}$ – напряжение аппарата, кВ;

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

Ток максимальный рабочий вводов ТП:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{k_{\text{пр}} \times k_{\text{тр}} \times S_{\text{ном тр}\Sigma}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (2.4.3)$$

где $S_{ном.тр.Σ}$ – мощность номинальная суммарная силовых трансформаторов, кВА;

$k_{пр}$ – коэффициент перспективы ($k_{пр}=1,3$);

$k_{тр}$ – коэффициент для транзитных ТП ($k_{тр}=1,5$)

По формуле (2.4.3), А:

$$I_{раб\ max} = \frac{1,3 \times 1,5 \times 80000}{\sqrt{3} \times 110} = 818,8$$

Максимальный рабочий ток обмоток ВН, СН и НН понижающего трансформатора:

$$I_{раб\ max} = \frac{k_{пер} \times S_{ном\ тр}}{\sqrt{3} \times U_{ном(ВН,СН,НН)}}, \quad (2.4.4)$$

где $U_{ном(ВН, СН, НН)}$ – номинальное напряжение соответственно обмотки ВН, СН и НН, кВ;

По формуле (2.4.4), А:

$$I_{раб\ max\ ВН} = \frac{1,5 \times 40000}{\sqrt{3} \times 110} = 314,9,$$

$$I_{раб\ max\ СН} = \frac{1,5 \times 40000}{\sqrt{3} \times 27,5} = 1283,4,$$

$$I_{раб\ max\ НН} = \frac{1,5 \times 40000}{\sqrt{3} \times 10} = 3429,4.$$

Максимальный рабочий ток сборных шин среднего и низкого напряжений:

$$I_{раб\ max} = \frac{k_{рн2} \times n \times S_{ном\ тр}}{\sqrt{3} \times U_{ном(СН,НН)}}, \quad (2.4.5)$$

где $k_{рн2}$ – коэффициент распределения нагрузки ($k_{рн2}=0,5$);

n – количество трансформаторов.

По формуле (2.4.5), А:

$$I_{раб\ max\ СН} = \frac{0,5 \times 2 \times 40000}{\sqrt{3} \times 27,5} = 839,7,$$

$$I_{раб\ max\ НН} = \frac{0,5 \times 2 \times 40000}{\sqrt{3} \times 10} = 2352,2,$$

Ток рабочий максимальный потребителей:

$$I_{раб\ max} = \frac{k_{пр} \times S_{ф\ max}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (2.4.6)$$

где $S_{ф. max.}$ – полная мощность потребителей, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение фидеров, кВ.

По формуле (2.4.6), А:

$$I_{\text{раб max10}} = \frac{1,3 \times 900 \times 7}{\sqrt{3} \times 10} = 472,8,$$

Ток рабочий максимальный фидера к.с. принимаем:

$$I_{\text{раб max.27,5}} = 900. \text{ А}$$

2.4.2 Выбор токоведущих элементов и сборных шин.

На открытых распределительных устройствах 27,5 и 110 кВ шины выполним гибкими сталеалюминевыми проводами марки АС.

Сечения проводов и шин всех присоединений выполним по допустимому длительному току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (2.4.7)$$

Где: $I_{\text{доп}}$ – допустимо длительный ток для выбранных сечений, А;

$I_{\text{раб max}}$ – максимально рабочий ток токоведущих элементов, А.

Выбранные сборные гибкие шины и провода всех присоединений сводим в таблицу.

Таблица 6 – Выбранные сборные гибкие шины и провода всех присоединений

Наименования присоединений	Тип проводов	Условие выбора
		- по допустимо длительному току, А
Ввода 110 кВ	АС - 400/51	$825 \geq 818,8$
Система шин 110 кВ	АС - 400/51	$825 \geq 582,1$
Обмотка силового трансформатора 110 кВ	АС - 400/51	$825 \geq 314,9$
Обмотка СН силового трансформатора 27.5кВ	АСО - 700/93	$1320 \geq 1283,4$
Обмотка НН силового трансформатора 10 кВ	3× АСО - 700/93	$3960 \geq 3429,4$
Сборные шины 27.5кВ	АС - 500/64	$945 \geq 839,7$
Фидера контактной сети	АС-500/64	$945 \geq 900$

В распределительных установках напряжением 10 кВ применяют алюминиевые жесткие шины. Одно и двух полосные шины прямоугольного сечения применяют до 3 кА, а при токах от 3 кА применяют шины коробчатого сечения, так как у них условия охлаждения лучшие и они имеют меньше потери.

Выбранные жёсткие шины сводим в таблицу.

Таблица 7 – Выбранные жёсткие шины

Наименования присоединений	Тип шины	Условия выбора
		- по допустимо длительному току, А
РУ - 10 кВ	2×АДО - 80×10	2410 ≥ 2352,2

Шины ОРУ 27,5 и 110 кВ вывешиваются на ПС или ПФ изоляторах, собранные в гирлянды или используют подвесные полимерные изоляторы. Выбранные изоляторы сводим в таблицу.

Таблица 8 – Выбранные подвесные изоляторы

Характеристики изоляторов	РУ - 110 кВ	РУ - 27,5 кВ
Типы изоляторов	ПС-70	ПС-70
Номинальные напряжения, кВ	110	27,5
Количество штук в гирлянде, шт	10	3

Жёсткие шины в РУ-10 кВ крепятся на опорных и проходных изоляторах.

Выполним выбор опорных и проходных изоляторов:

- по номинальному напряжению (2.4.2);
- по току номинальному:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}} \cdot$$

Где: $I_{\text{ном}}$ – ток номинальный токоведущего элемента, А.

Выбранные проходные и опорные изоляторы сводим в таблицу.

Таблица 9 – Выбранные проходные и опорные изоляторы

Наименования присоединений	конструктивное исполнение	Тип изоляторов	Условия выбора	
			- по напряжению номинальному, кВ	- по току номинальному, А
РУ-10 кВ	опорные	ОНШ – 10 - 20 УХЛ1	10 ≥ 10	-
	проходные	ИП-10/2500-12,5	10 ≥ 10	2500 ≥ 2352,2

Маркировки изоляторов: О – опорный; Н – наружный; Ш – штыревой; И – изолятор; П – проходной; (напряжение номинальное, кВ, ток номинальный, А, на изгиб минимальное разрушающее усилие, да.Н); УХЛ –1 климатическое исполнение.

2.4.3 Выбор выключателей

Выключатели высоковольтные выбираем по следующим условиям:

- по напряжению номинальному установки:

$$U_{ном} \geq U_{номуст}, \quad (2.4.8)$$

где $U_{номуст}$ – номинальное напряжение установки, кВ.

- по току номинальному:

$$I_{ном} \geq I_{раб\max}, \quad (2.4.9)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток токоведущего элемента, А;

$I_{раб\max}$ – ток рабочий максимальный присоединения, А.

- по исполнению конструктивному: масляные; вакуумные; элегазовые.

Выбранные высоковольтные выключатели сводим в таблицу.

Таблица 10– Выбранные высоковольтные выключатели

Наименования присоединений	Тип выключателей	Условия выбора		
		- по напряжению, кВ	- по току номинальному, А	- по исполнению конструктивному
ОРУ-110 кВ	ВЭБ – 110 - 40/2500	$110 \geq 110$	$2500 \geq 818,8$	элегазовые
Ввод СН силового трансформатора	ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1	$35 \geq 27,5$	$1600 \geq 839,7$	вакуумные
РУ - 10 кВ	ВБЭ – 10 – 31,5/3150	$10 \geq 10$	$3150 \geq 2352,9$	вакуумные

Маркировка выключателей: В – выключатель; Э – элегазовый; Б - баковый; В – вакуумный; Г – элегазовый; (напряжение номинальное, кВ; ток отключения номинальный, кА; ток номинальный, А).

2.4.4 Выбор разъединителей

Разъединители выбираем:

- по напряжению номинальному установки (2.4.8);

- по току номинальному (2.4.9);

Выбранные разъединители сводим в таблицу.

Таблица 11 – Выбранные разъединители

Наименования присоединений	тип разъединителей	Условия выбора		
		- по напряжению, кВ	- по току номинальному, А	- по месту установки
Ввод 110 кВ	РГ – 110/1000	$110 \geq 110$	$1000 \geq 818,8$	Наружной
Ввода ВН силового трансформатора	РГ – 110/1000	$220 \geq 220$	$1000 \geq 314,9$	Наружной
Ввода СН силового трансформатора	РГ – 35/2000	$35 \geq 27,5$	$2000 \geq 1283,4$	Наружной
РУ – 10 кВ	РВК – 10/3000	$10 \geq 10$	$3000 \geq 2352,2$	Наружной
Фидера к/сети 27,5 кВ	РГ – 35/1000	$35 \geq 27,5$	$1000 \geq 900$	Наружной
Сборные шины 27.5кВ	РГ – 35/1000	$35 \geq 27,5$	$1000 \geq 839,7$	Наружной

Маркировка разъединителей: Р – разъединитель; Г – горизонтально поворотный; Д – двух колонковый; В – поворотный – вертикально; З и число – с заземляющими ножами и их количество. Следующие числа означают номинальное напряжение, кВ, и номинальный ток, А.

2.4.5 Выбор предохранителей

Предохранители напряжением свыше 1000 В используются для защиты трансформатора напряжения. При этом применяются предохранители типов ПKN, ПК и ПКТ.

Предохранители выбираем:

- по номинальному напряжению (2.4.8), кВ:

$$10 \geq 10.$$

- по току номинальному (2.4.9), А:

$$2500 \geq 2352,2.$$

Выберем предохранитель: ПKN 001-10-2500 УЗ.

Маркировка предохранителей: П – предохранитель; К – кварцевый; Н – для трансформатора напряжения; первая цифра – наличие или отсутствие ударного устройства (1), (0); Следующие две цифры – конструкцию контактов, в которых устанавливается патрон предохранителя. Следующее числа после дефиса – номинальное напряжение, кВ, и ток номинальный, А. Климатическое исполнение: У – умеренный климат; З – в закрытом помещении с естественной вентиляцией.

2.5 Определение объёма измерения

2.5.1 Приборы контрольно-измерительные применяются для контроля электрических параметров и расхода электроэнергии, потребляемой и отпускаемой ТП.

1. Измерения токов выполняются на вводах силовых трансформаторов со всех сторон; для всех отходящих и питающих линий, фидеров к. с, ТСН с низкой стороны.

2. Учёт активной и реактивной энергии выполняется с помощью счётчиков на вводах понизительных трансформаторов, на отходящих фидерах и ТСН подстанции с низкой стороны.

Необходимо учитывать назначение трансформаторов тока (ТТ) при их выборе – для присоединения каких видов измерительных приборов или защит предназначен ТТ.

Для коммерческого и технического учетов выбирают ТТ с классом точности 0,5 – 1, для релейной защиты 10(P).

В РУ - 110кВ установим амперметры Э377, РТ-40/100 - реле максимального тока, РВМ-12 - реле времени. В РУ-27,5 и 10 кВ установим амперметр Э377, РТ-40 - реле максимального тока, РВМ-12 - реле времени. На фидерах к/сети к ТТ присоединим: Э377; УЭЗФ; РВМ-12; РТ-40/50.

Трансформатор напряжения (ТН) выбираются по схеме соединения обмоток и конструкции, они должны соответствовать назначению. (ТН) может

быть трех или однофазными. Однофазные – при любых напряжениях применяются, трехфазные при напряжениях 6 (10) кВ.

Трехобмоточные трансформаторы применяются для обеспечения контроля изоляции электроустановок.

Класс точности трансформаторов напряжения зависит от назначения и выбираются как (ТТ).

К трансформаторам напряжения обычно подключают счетчики электрической энергии, реле напряжения и мощности, частоты вольтметры (Э378) для измерения напряжения РУ, а также электронные реле защит.

2.5.2 Схемы соединения приборов

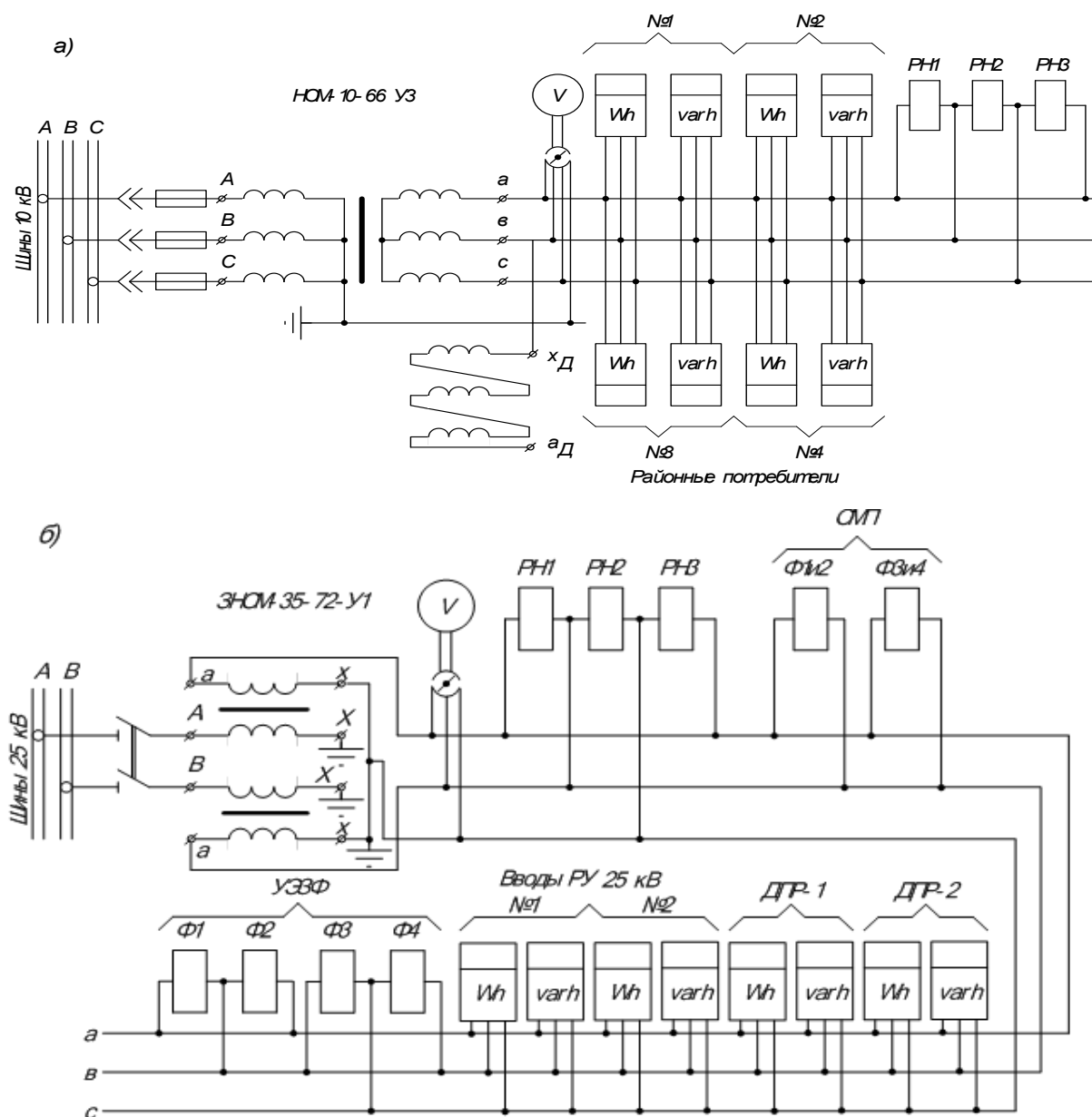


Рис. 4. Расчётные схемы для проверки трансформаторов
напряжения по К.Т.

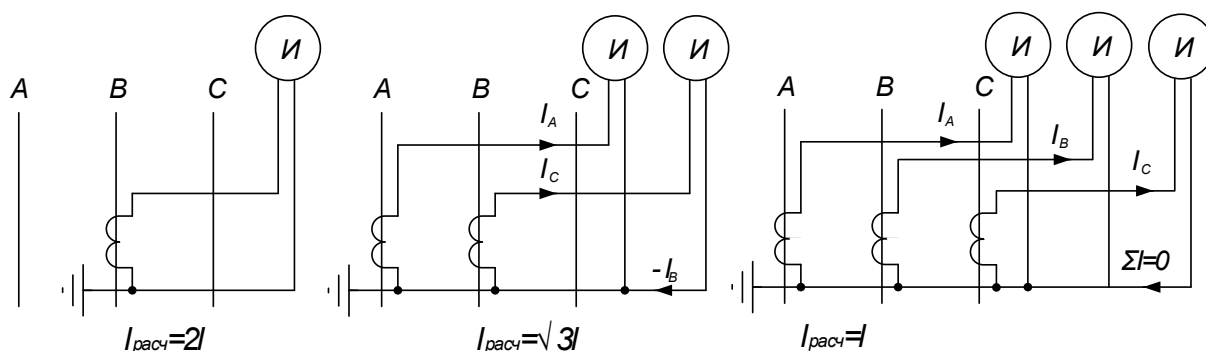


Рис. 5. Схемы соединения приборов с трансформаторами тока

2.6 Выбор трансформаторов тока и напряжения

2.6.1 Выберем (ТН):

- по номинальному напряжению (2.4.8);
- по классу точности:

Выбранные (ТН) сводим в таблицу.

Таблица 12 – Выбранные (ТН)

Наименования присоединений	Типы трансформаторов	Условия выбора		
		- по напряжению, кВ	- схема соединения и конструкции	- класс точности
Шин транзитной ТП	3× ЗНОГ-110- У1	110 ≥ 110	☑	0,5 и 1
Шин ОРУ-27,5 кВ	2× ЗНОМ-35- У1	35 ≥ 27,5	☑	0,5 и 1
Шин РУ-10 кВ	3× НОМ-10-У3	10 ≥ 10	☑	0,5 и 1

Маркировка ТН: З – заземляемый Н – трансформатор напряжения;
О – однофазный; М - масляный; Г – с газовой изоляцией. Число – напряжение,
кВ. Климатическое исполнение: У – для работы в умеренном климате, цифры:
1(3) – на открытом воздухе (в помещениях закрытых).

2.6.2 Выбор трансформаторов тока.

Выберем ТТ:

- по номинальному напряжению (2.4.8);
- по току номинальному:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (2.6.1)$$

Где: $I_{\text{ном}}$ – первичный номинальный ток ТТ, А

- по классу точности.

Выбранные (ТТ) сводим в таблицу.

Таблица 13 – Выбранные ТТ

Наименования присоединений	Типы трансформаторов	Условия выбора			
		- по напряжению, кВ	- по току номинальному, А	- по типу установки	- по классу точности
Ввода 110 кВ	ТВ - 110 - 1000/5	$110 \geq 110$	$1000 \geq 818,8$	наружной	0,5 и 10(Р)
РУ-10 кВ	2×ТПЛК-10-2500/5 УЗ	$10 \geq 10$	$2500 \geq 2352,2$	внутренней	0,5 и 10(Р)
Фидера к.с. 27,5 кВ	ТВ-35 -1000/5	$35 \geq 27,5$	$1000 \geq 900$	наружной	0,5 и 10(Р)
Ввода 27.5 кВ. силового трансформатора	ТВ-35 -1500/5	$35 \geq 27,5$	$1500 \geq 1283,4$	наружной	0,5 и 10(Р)
Шины 27.5 кВ.	ТВ-35 -1000/5	$35 \geq 27,5$	$1000 \geq 839,7$	наружной	0,5 и 10(Р)
Фидера районных потребителей 10 кВ	2×ТПЛК –10-500/5 УЗ	$10 \geq 10$	$500 \geq 472,8$	наружной	0,5 и 10(Р)

Маркировка трансформаторов тока: Т – трансформатор тока; В – встроенный; П - проходной; Л – литой; К – для КРУН. Первое число – напряжение, кВ; в числителе – первичный номинальный ток, А, в знаменателе – ток номинальный вторичный, А. Климатическое исполнение: У – для работы в умеренном климате, цифры: 3 – в помещениях закрытых.

2.7 Выбор устройств защит от перенапряжения

Защита зданий и открытых распределительных устройств подстанций напряжением 20 – 500 кВ выполняют молниеотводами, установленные на конструкциях или отдельно.

Для защиты от перенапряжений и молний воздушных линий, используют тросовые молниеотводы, разрядники (ОПН). Разрядники или ограничители перенапряжения устанавливаются непосредственно в цепь между защищаемым оборудованием и землей.

В данной работе для всех РУ выбираем ОПН.

ОПН выбираются:

- по номинальному напряжению установки (2.4.9).

Выбранные ОПН сводим в таблицу.

Таблица 14– Выбор ОПН

Наименования Присоединений	Типы ОПН	Условия выбора
		- по номинальному напряжению, кВ.
110 кВ	ОПНп-110/550/56-10-III-УХЛ1	$110 \geq 110$
27,5 кВ	ОПНп-27,5/550/30-10-IV-УХЛ1	$27,5 \geq 27,5$
10 кВ	ОПНп-10/550/-УХЛ1	$10 \geq 10$

2.8 Расчет токов коротких замыканий

Расчет токов коротких замыканий необходим для проектирования любых электроустановок, на основании этих расчетов производится проверка выбранных токоведущих частей, оборудования, аппаратуры. Трёхфазное к.з. является расчётным режимом для проверки токоведущих частей и аппаратуры ТП.

2.8.1 Расчётные схемы тяговой подстанции

Заданную схему внешнего электроснабжения дополняем схемой ТП, для составления расчетной схемы цепи к.з. на которой указываем преобразовательные агрегаты, понижающие трансформаторы и шины всех РУ.

Схема составляется для расчётного максимального режима, т.е. учитывается параллельная работа силовых трансформаторов (рисунок 6).

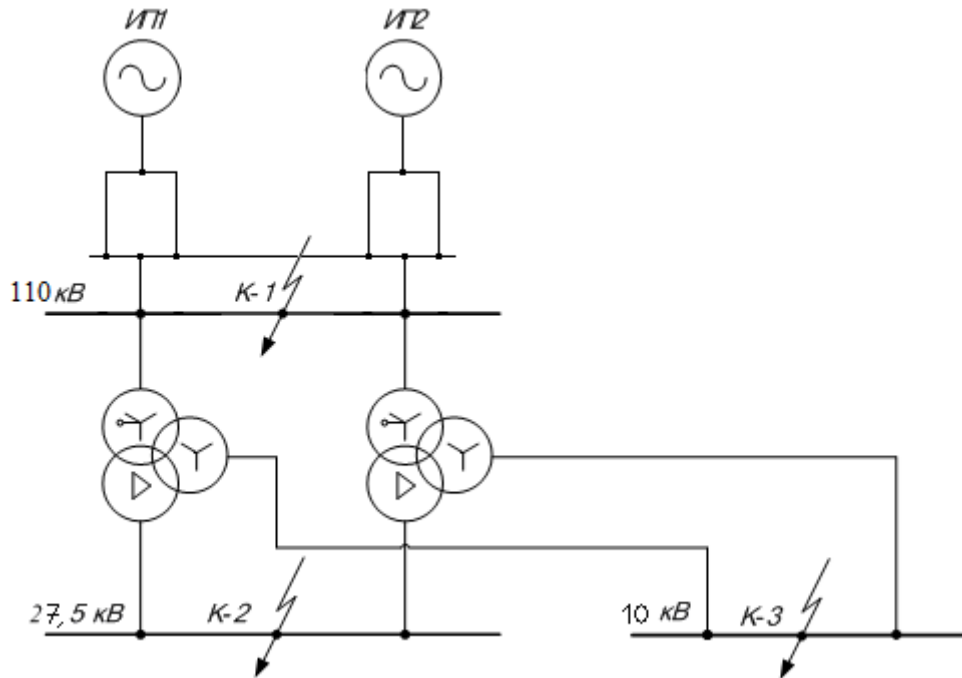


Рис. 6. Расчётная схема ТП

2.8.2 Расчетная электрическая схема замещения

Из расчётной схемы составляем электрическую схему замещения (Рисунок 7), на которой представим все элементы в виде сопротивлений. В схеме замещения сопротивления считаем чисто индуктивными, т.к. активные сопротивления много меньше индуктивных в высоковольтных цепях.

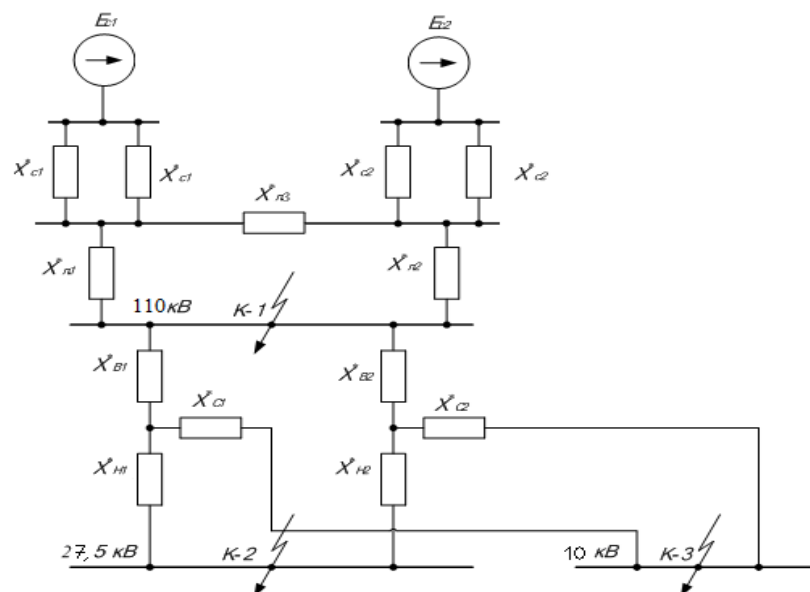


Рис.7. Расчетная электрическая схема замещения

2.8.3 Рассчитаем сопротивления элементов схемы замещения

Выполним расчёт каждого сопротивления схемы замещения. Преобразуем цепь замещения: от каждого источника до результирующего сопротивления в месте к.з.

Из расчётной и электрической схем замещения находим сопротивление энергосистемы до шин подстанции в относительных единицах:

$$X_{c1}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{кз1}}, \quad (2.8.1)$$

$$X_{c2}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{кз2}}, \quad (2.8.2)$$

где S_{δ} – мощность базисная, МВА;

$S_{кз1,2}$ – мощность каждой системы при трёхфазном к.з., МВА.

Рассчитываем относительное сопротивление энергосистемы до шин подстанции, в относительных единицах:

$$X_{c1}^* = \frac{100}{1700} = 0,058,$$

$$X_{c2}^* = \frac{100}{2000} = 0,05.$$

Сопротивления относительные линий:

$$X_{л1}^* = x_0 \times l_1' \times \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (2.8.3)$$

$$X_{л2}^* = x_0 \times l_2' \times \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (2.8.4)$$

$$X_{л3}^* = x_0 \times l_3' \times \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}. \quad (2.8.5)$$

где x_0 – сопротивление активное линии на 1 км, Ом/км;

$l_{1,2}'$ – длины линий, км;

U_{cp} – напряжение среднее установки в месте элемента, кВ.

Длины линий:

$$l_1' = l_1$$

$$l_2' = l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6$$

$$l_3' = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6$$

Рассчитываем длину каждой линии, км:

$$l_1' = 52,$$

$$l'_2 = 54 + 53 + 49 + 54 + 52 = 262$$

$$l'_3 = 52 + 54 + 53 + 49 + 54 + 52 = 314$$

Рассчитываем относительные сопротивления линий, о.е.:

$$X_{Л1}^* = 0,4 \times 52 \times \frac{100}{230^2} = 0,039.$$

$$X_{Л2}^* = 0,4 \times 262 \times \frac{100}{230^2} = 0,198$$

$$X_{Л3}^* = 0,4 \times 314 \times \frac{100}{230^2} = 0,237$$

Рассчитываем значения напряжений к.з. в обмотках трансформаторов:

$$u_{кВ} = 0,5 \times (u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}), \quad (2.8.6)$$

$$u_{кС} = 0,5 \times (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}), \quad (2.8.7)$$

$$u_{кН} = 0,5 \times (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}), \quad (2.8.8)$$

где $u_{кВ-С}$, $u_{кВ-Н}$, $u_{кС-Н}$ – напряжение к.з. в каждой паре обмоток силового трансформатора, %.

Рассчитываем значение напряжения к.з. в обмотках силового трансформатора, %:

$$u_{кВ} = 0,5 \times (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5,$$

$$u_{кС} = 0,5 \times (12,5 + 9,5 - 22) = 0,$$

$$u_{кН} = 0,5 \times (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5.$$

Сопротивления относительные в обмотках районного и силового трансформатора:

$$X_{В1}^* = X_{В2}^* = \frac{u_{кВ}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}}, \quad (2.8.9)$$

$$X_{С1}^* = X_{С2}^* = \frac{u_{кС}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}}, \quad (2.8.10)$$

$$X_{Н1}^* = X_{Н2}^* = \frac{u_{кН}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}}, \quad (2.8.11.)$$

где $S_{нтр}$ – мощность номинальная тр-ра, МВА;

U_k – напряжение к.з. в обмотках районного трансформатора, %.

Рассчитываем относительные сопротивления обмоток районного и силового трансформатора, о.е.:

$$X_{B1}^* = X_{B2}^* = \frac{12,5}{100} \times \frac{100}{40} = 0,312,$$

$$X_{C1}^* = X_{C2}^* = \frac{0}{100} \times \frac{100}{40} = 0,$$

$$X_{H1}^* = X_{H2}^* = \frac{9,5}{100} \times \frac{100}{40} = 0,237.$$

Рассчитываем эквивалентное сопротивление до точки К-1 (рис. 8), о.е.:

$$X_{C1}^* = \frac{X_{C1}^*}{2} = \frac{0,058}{2} = 0,029,$$

$$X_{C2}^* = \frac{X_{C2}^*}{2} = \frac{0,050}{2} = 0,025,$$

$$X_{Л1}^* = \frac{X_{Л1}^* \times X_{Л3}^*}{X_{Л1}^* + X_{Л2}^* + X_{Л3}^*} = \frac{0,039 \times 0,237}{0,039 + 0,198 + 0,237} = 0,02,$$

$$X_{Л2}^* = \frac{X_{Л2}^* \times X_{Л3}^*}{X_{Л1}^* + X_{Л2}^* + X_{Л3}^*} = \frac{0,198 \times 0,237}{0,039 + 0,198 + 0,237} = 0,099,$$

$$X_{Л3}^* = \frac{X_{Л1}^* \times X_{Л2}^*}{X_{Л1}^* + X_{Л2}^* + X_{Л3}^*} = \frac{0,039 \times 0,198}{0,039 + 0,198 + 0,237} = 0,016,$$

$$X_{СЛ1}^* = X_{Л1}^* + X_{C1}^* = 0,02 + 0,029 = 0,049,$$

$$X_{СЛ2}^* = X_{Л2}^* + X_{C2}^* = 0,099 + 0,025 = 0,124.$$

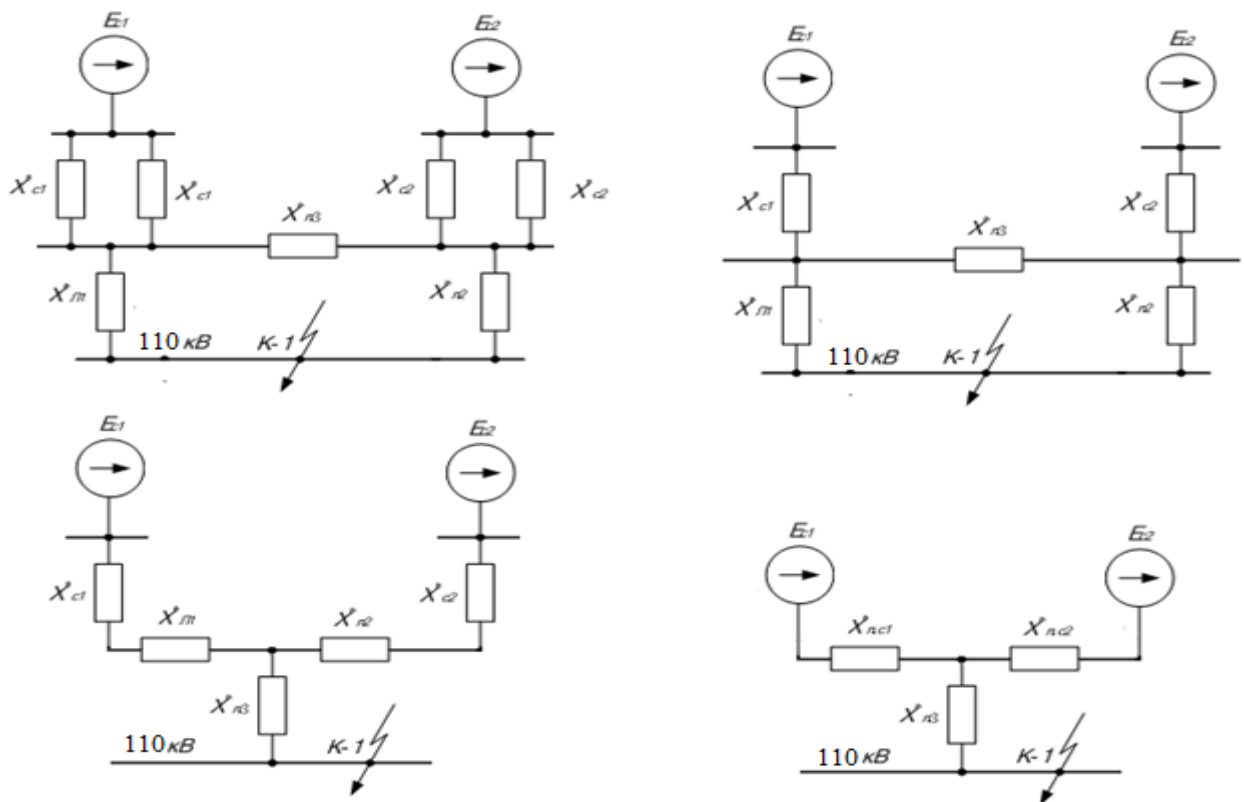


Рис. 8. Схема замещения до точки К1 для расчёта эквивалентного сопротивления

Рассчитываем токи к.з. (в точке K1).

Величина расчётного сопротивления по удалённость точки к.з:

$$X_{расч1}^* = \frac{S_{с1}}{S_{\bar{o}}} \times X_{рез1}^*, \quad (2.8.12)$$

$$X_{расч2}^* = \frac{S_{с2}}{S_{\bar{o}}} \times X_{рез2}^*, \quad (2.8.13)$$

где $X_{рез1,2}^*$ – результирующие сопротивления до места к.з от источника.

$S_{с1,2}$ – мощность систем, МВА.

По формулам (2.8.12) и (2.8.13), о.е.:

$$X_{расч1}^* = \frac{\infty}{100} \times (0,049 + 0,016) = \infty,$$
$$X_{расч2}^* = \frac{650}{100} \times (0,124 + 0,016) = 0,9.$$

При удалённости точки к.з. определяем каким из методов определим величины тока к.з.:

- при $X_{расч}^* < 3$, точка к.з. считается неудалённой и используют метод типовых кривых;

- при $X_{расч}^* > 3$, точка к.з. считается удалённой и используют приближённый метод.

$X_{расч1}^* = \infty > 3$ - при расчёте токов к.з. для первого источника используем приближённый метод (аналитический), т.к. точка к.з. считается удалённой.

$X_{расч2}^* = 0,9 < 3$ - при расчёте токов к.з. для второго источника используем метод типовых кривых, т.к. точка к.з. считается неудалённой.

Действующие значения периодических составляющих 3^{-x} фазного тока удалённого к.з. при помощи приближённого метода:

$$I_{n2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \times U_{cp} \times X_{рез2}^*}. \quad (2.8.14)$$

По формуле (2.8.14), кА:

$$I_{n1} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 115 \times 0,065} = 7,724.$$

В момент расхождения контактов выключателя максимальные значения апериодических составляющих тока к.з.:

$$i_a = \sqrt{2} \times I_n \times e^{-\tau/T_a}, \quad (2.8.15)$$

где T_a – время затухания периодической составляющей тока к.з постоянна, с, получаемая из таблицы 7 [6]; для выключателей 110 кВ

$$T_a = 0,03 \text{ с.}$$

По формуле (2.8.15), кА:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times 7,724 \times e^{-0,045/0,03} = 2,437,$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \times 2,08 \times e^{-0,045/0,03} = 0,656.$$

Ударные значения 3-х фазного тока к.з.:

$$i_y = \sqrt{2} \times I_n \times k_y, \quad (2.8.16)$$

Где: k_y – коэффициент ударный, определяем по таблице 3 [4]; для выключателей 110 кВ. $k_y = 1,72$.

По формуле (2.8.16), кА:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \times 7,724 \times 1,72 = 18,788,$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \times 2,08 \times 1,72 = 5,06.$$

Полный 3-х фазный ток к.з.:

$$i = \sqrt{2} \times I_n + i_a. \quad (2.8.17)$$

По формуле (2.8.17), кА:

$$i_1 = \sqrt{2} \times 7,724 + 1,219 = 12,64,$$

$$i_2 = \sqrt{2} \times 2,08 + 0,328 = 3,27.$$

Определяем суммарные составляющие 3-х фазного тока к.з., кА:

$$I_n = I_{n1} + I_{n2} = 9,804, \quad (2.8.18)$$

$$i_a = i_{a1} + i_{a2} = 3,093, \quad (2.8.19)$$

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 23,848, \quad (2.8.20)$$

$$i = i_1 + i_2 = 15,91. \quad (2.8.21)$$

Действующие значения периодических составляющих 3-х фазного тока не удалённого к.з. при помощи метода типовых кривых:

$$I_{n1} = n^* \times I^{*''}, \quad (2.8.22)$$

где $I^{*''}$ – относительное значение сверхпереходного тока источника, о.е.;

n^* - коэффициент, отражающий при заданной удалённости точки к.з. изменение во времени относительного значения тока к.з. периодической составляющей источника, определяем по кривым на рис.32 а [4].

Относительное значение сверхпереходного тока источника:

$$I^{*''} = \frac{I''}{I_{ист}}, \quad (2.8.23)$$

где I'' –действующее значение сверхпереходного тока источника, о.е.;

$I_{ист}$ – номинальный ток источника, кА.

Действующее значение сверхпереходного тока источника:

$$I'' = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_{cp} \times X_{рез1}^*}. \quad (2.8.24)$$

По формуле (2.8.24), кА:

$$I'' = \frac{100}{\sqrt{3} \times 110 \times 0,14} = 3,74.$$

Номинальный ток источника:

$$I_{ист} = \frac{S_{c1}}{\sqrt{3} \times U_{cp}}. \quad (2.8.25)$$

По формуле (2.8.25), кА:

$$I_{ист} = \frac{650}{\sqrt{3} \times 110} = 3,41.$$

По формуле (2.8.23), о.е.:

$$I^{*''} = \frac{3,74}{3,14} = 1,09.$$

Рассчитываем от времени начала к.з. до полного расхождения контактов.

Для выключателей типа: ВЭБ – 110/2500.

Для данных выключателей, $t_{CB}=0,035$, с.

$$\tau = t_{P3\min} + t_{CB}, \quad (2.8.26)$$

где $t_{P3\min}$ –срабатывание релейной защиты за время, с, принятое

$t_{P3}=0,01$ с;

t_{CB} – отключение выключателя за собственное время: от момента подачи импульса до момента расхождения контактов, с.

По формуле (2.8.26), с:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045.$$

Определим n^* по типовым кривым при $\tau=0,045$ с. Получаем $n^*=0,963$.

По формуле (2.8.22), кА:

$$I_{n2} = 1,09 \times 0,963 = 1,04.$$

Рассчитываем эквивалентное сопротивление до точки К-2 (рисунок 9), о.е.:

$$X_{BC1}^* = X_{B1}^* + X_{C1}^* = 0,312 + 0 = 0,312,$$

$$X_{BC2}^* = X_{B2}^* + X_{C2}^* = 0,312 + 0 = 0,312,$$

$$X_{BC}^* = \frac{X_{BC1}^* \times X_{BC2}^*}{X_{BC1}^* + X_{BC2}^*} = \frac{0,312 \times 0,312}{0,312 + 0,312} = 0,156,$$

$$X_P^* = X_{BC}^* + X_{Л3}^* = 0,156 + 0,016 = 0,172$$

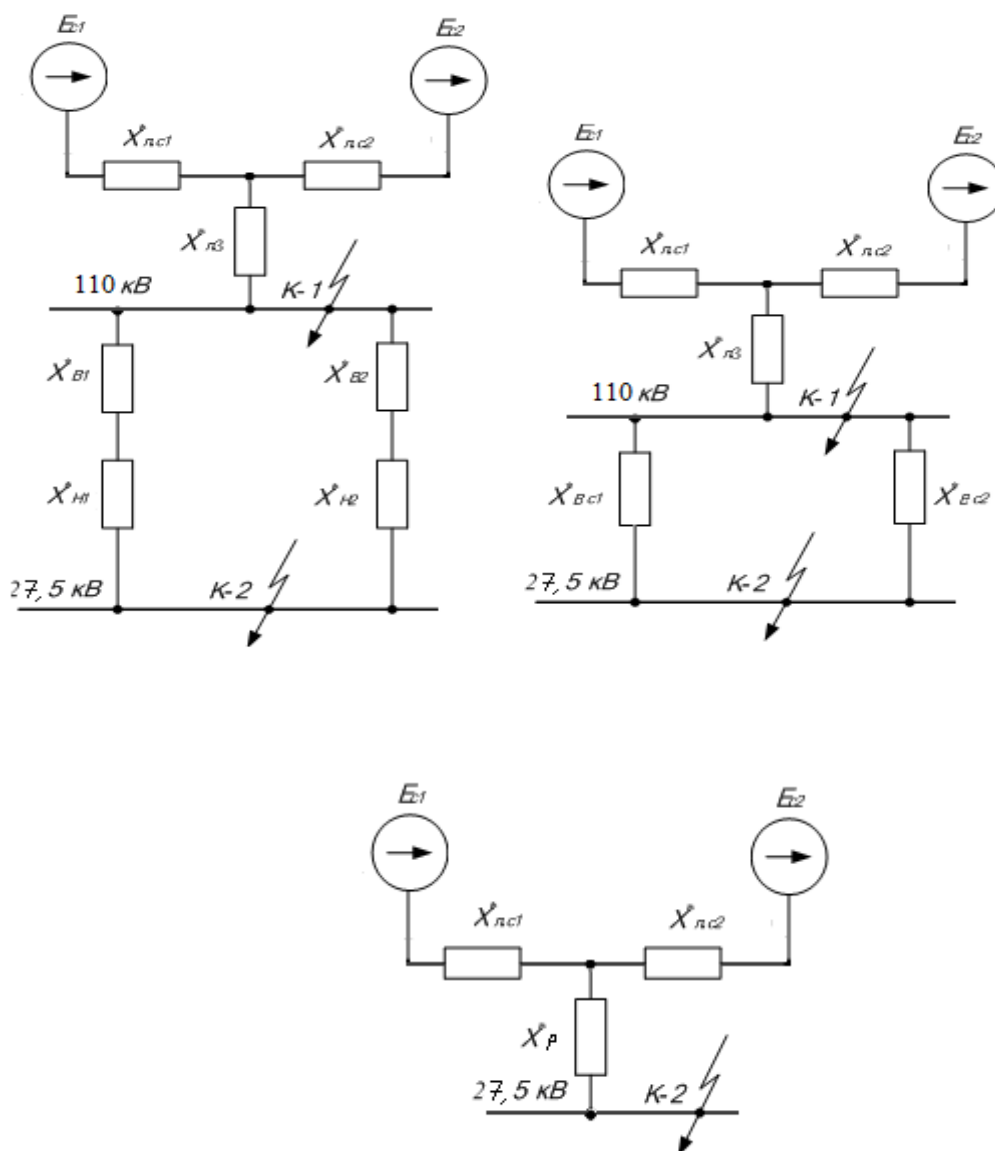


Рис. 9. Схемы замещения для расчетов эквивалентного сопротивления до точки К-2

Рассчитаем токи к.з. на шинах 27,5 кВ.

По формулам ((2.8.12) и ((2.8.13), о.е.:

$$X_{расч1}^* = \frac{\infty}{100} \times (0,049 + 0,172) = \infty,$$

$$X_{расч2}^* = \frac{650}{100} \times (0,124 + 0,172) = 1,9.$$

$X_{расч1}^* = \infty > 3$ - при расчёте токов к.з. для первого источника используем приближённый метод (аналитический), т.к. точка к.з. считается удалённой.

$X_{расч2}^* = 1,9 < 3$ - при расчёте токов к.з. для второго источника используем метод типовых кривых, т.к. точка к.з. считается не удалённой.

Действующие значения периодических составляющих $3^{\text{х}}$ фазного тока удалённого к.з. при помощи приближённого метода:

$$I_{n2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{cp} \times X_{рез2}^*}. \quad (2.8.27)$$

По формуле (2.8.27), кА:

$$I_{n1} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 27,5 \times 0,221} = 5,752,$$

Рассчитываем для выключателей типа: ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1

Для данных выключателей $t_{CB}=0,06$, с.

Рассчитываем полное время отключения, с:

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07.$$

Максимальные значения апериодических составляющих тока к.з. в момент разрыва контактов выключателя:

$$i_a = \sqrt{2} \times I_n \times e^{-\tau/T_a},$$

где T_a – время затухания тока к.з. периодической составляющей постоянна, и получаем из таблицы 7 [6]; для выключателей 27,5 кВ $T_a=0,04$ с.

По формуле (2.8.15), кА:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times 5,752 \times e^{-0,07/0,04} = 1,414,$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \times 0,352 \times e^{-0,07/0,04} = 0,087.$$

Ударное значение $3^{\text{х}}$ фазного тока к.з.:

$$i_y = \sqrt{2} \times I_n \times k_y,$$

где k_y – коэффициент ударный, определяем по табл.3 [4]; для выключателей 27,5 кВ $k_y=1,6$.

По формуле (2.8.16), кА:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \times 5,752 \times 1,6 = 13,015,$$
$$i_{y2} = \sqrt{2} \times 0,352 \times 1,6 = 0,796.$$

Полный 3-х фазный ток к.з.:

$$i = \sqrt{2} \times I_n + i_a.$$

По формуле (2.8.17), кА:

$$i_1 = \sqrt{2} \times 5,752 + 1,414 = 9,548,$$
$$i_2 = \sqrt{2} \times 0,352 + 0,087 = 0,584.$$

Определяем суммарные составляющие 3-х фазного тока к.з., кА:

$$I_n = I_{n1} + I_{n2} = 6,104,$$
$$i_a = i_{a1} + i_{a2} = 1,5,$$
$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 13,812,$$
$$i = i_1 + i_2 = 10,132.$$

Действующие значения периодических составляющих 3-х фазного тока не удалённого к.з. при помощи метода типовых кривых:

$$I_{n1} = n^* \times I^{*''}, \quad (2.8.28)$$

где $I^{*''}$ – относительные значения сверхпереходного тока источника, о.е.;

n^* - коэффициент, отражающий при заданной удалённости точки к.з. изменение во времени относительного значения периодической составляющей источника, определяем по кривым на рис.32 а [4].

Относительное значение сверхпереходного тока источника:

$$I^{*''} = \frac{I''}{I_{ист}}, \quad (2.8.29)$$

где I'' –действующее значение сверхпереходного тока источника, о.е.;

$I_{ист}$ – номинальный ток источника, кА.

Действующее значение сверхпереходного тока источника:

$$I'' = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_{cp} \times X_{рез1}^*}. \quad (2.8.30)$$

По формуле (2.8.30), кА:

$$I'' = \frac{100}{\sqrt{3} \times 27,5 \times 0,296} = 4,77.$$

Номинальный ток источника:

$$I_{ист} = \frac{S_{c1}}{\sqrt{3} \times U_{cp}}. \quad (2.8.31)$$

По формуле (2.8.31), кА:

$$I_{ист} = \frac{650}{\sqrt{3} \times 27,5} = 13,66.$$

По формуле (2.8.23), о.е.:

$$I^{*''} = \frac{4,77}{13,66} = 0,349.$$

Рассчитываем от времени начала к.з. до полного расхождения контактов.

Для выключателя типа: ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1

Для данных выключателей $t_{CB}=0,06$, с.

$$\tau = t_{P3\min} + t_{CB}, \quad (2.8.32)$$

где $t_{P3\min}$ – срабатывание релейной защиты за время, с, принятое

$t_{P3}=0,01$ с;

t_{CB} –отключения выключателя за собственное время: от момента подачи импульса до момента расхождения контактов, с.

По формуле (2.8.32), с:

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07.$$

Определим n^* по типовым кривым при $\tau=0,07$ с. Получаем $n^*=1,01$.

По формуле (2.8.22), кА:

$$I_{n2} = 0,349 \times 1,01 = 0,352.$$

Расчёт эквивалентного сопротивления до точки К-3 (рисунок 10), о.е.:

$$\begin{aligned} X_{BH1}^* &= X_{B1}^* + X_{H1}^* = 0,312 + 237 = 0,549, \\ X_{BH2}^* &= X_{B2}^* + X_{H2}^* = 0,312 + 237 = 0,549, \\ X_{BH}^* &= \frac{X_{BH1}^* \times X_{BH2}^*}{X_{BH1}^* + X_{BH2}^*} = \frac{0,549 \times 0,549}{0,549 + 0,549} = 0,274, \\ X_P^* &= X_{BH}^* + X_{Л3}^* = 0,274 + 0,016 = 0,29 \end{aligned}$$

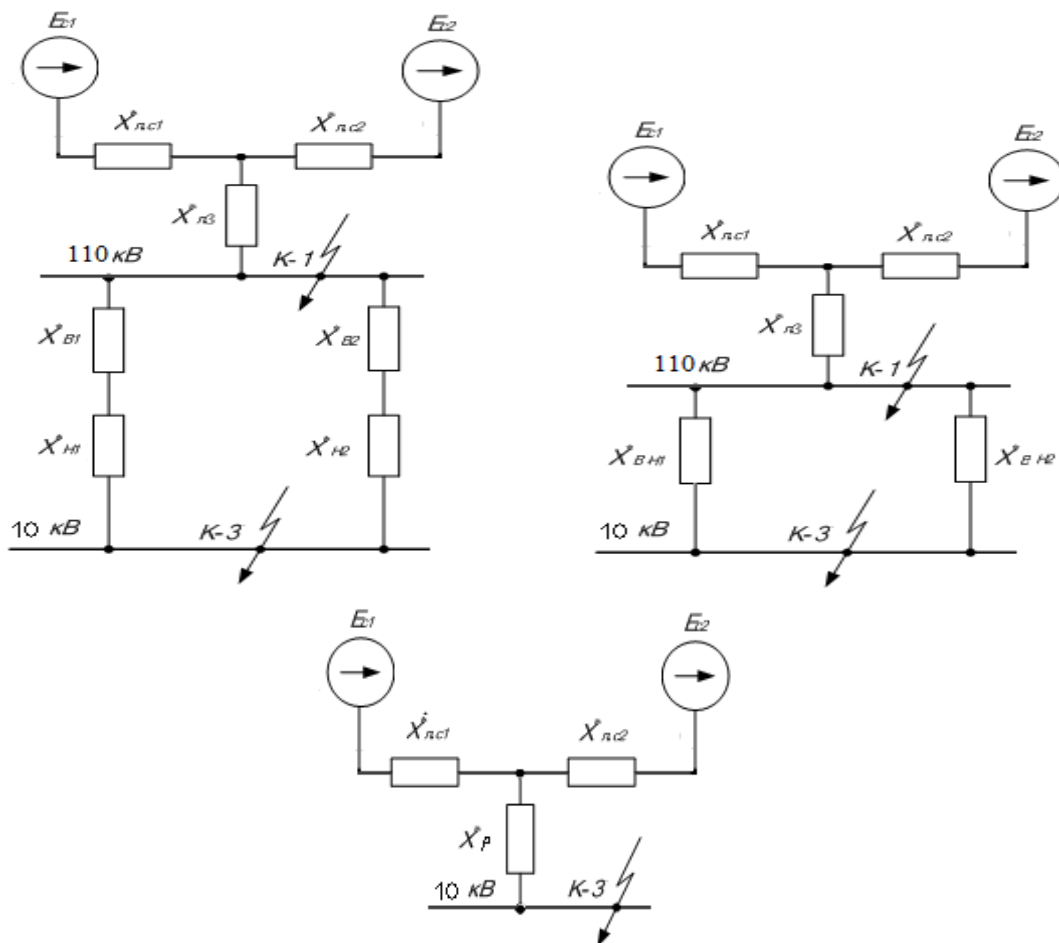


Рисунок 10 – Схема замещения до точки К-3 для расчёта эквивалентного сопротивления

Рассчитаем токи к.з. на шинах 10 кВ.

Рассчитаем для источников удалённости точки к.з., о.е.:

$$X_{расч1}^* = \frac{\infty}{100} \times (0,049 + 0,29) = \infty ,$$

$$X_{расч2}^* = \frac{650}{100} \times (0,124 + 0,29) = 3,12.$$

$X_{расч1}^* = \infty > 3$ - при расчёте токов к.з. для первого источника используем приближённый метод (аналитический), т.к. точка к.з. считается удалённой.

$X_{расч2}^* = 3,01 > 3$ - при расчёте токов к.з. для второго источника используем приближённый метод (аналитический), т.к. точка к.з. считается удалённой.

Токоведущие части, изоляторы и аппаратуру которые были выбраны из условий работы в нормальных режима, проверяем на термическую и электродинамическую устойчивости по результатам расчетов тока к.з

2.9 Расчет величин тепловых импульсов

Действующие значения периодических составляющих I_{Σ} фазного тока удалённого к.з. при помощи приближённого метода:

$$I_{n2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \times U_{cp} \times X_{рез2}^*}.$$

По формуле (2.10.14), кА:

$$I_{n1} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 11 \times 0,339} = 15,483.$$

$$I_{n2} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 11 \times 0,334} = 12,678$$

В момент расхождения контактов выключателя максимальные значение апериодических составляющих тока к.з.:

$$i_a = \sqrt{2} \times I_n \times e^{-\tau/T_a},$$

где T_a – время затухания апериодической составляющей тока к.з. постоянна, с, получаемая из таблицы 7 [6]; для выключателя 10 кВ $T_a=0,01$ с.

По формуле (2.10.14), кА:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times 15,483 \times e^{-0,058/0,01} = 0,066,$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \times 12,678 \times e^{-0,058/0,01} = 0,054.$$

Ударные значения I_{Σ} фазного тока к.з.:

$$i_y = \sqrt{2} \times I_n \times k_y,$$

где k_y – коэффициент ударный, определяем по таблице 3 [4]; для выключателя 10 кВ. $k_y=1,72$.

По формуле (2.8.15), кА:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \times 15,483 \times 1,72 = 35,033,$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \times 12,678 \times 1,72 = 28,687.$$

Полный I_{Σ} фазный ток к.з.:

$$i = \sqrt{2} \times I_n + i_a.$$

По формуле (2.8.16), кА:

$$i_1 = \sqrt{2} \times 15,483 + 0,066 = 21,962,$$

$$i_2 = \sqrt{2} \times 12,678 + 0,054 = 17,983.$$

Определяем суммарные составляющие $3^{\text{-х}}$ фазного тока к.з., кА:

$$I_n = I_{n1} + I_{n2} = 28,161,$$

$$i_a = i_{a1} + i_{a2} = 0,121,$$

$$i_y = i_{y1} + i_{y2} = 63,72,$$

$$i = i_1 + i_2 = 39,946.$$

Расчет величины теплового импульса, делают для удобства проверки и выполняют по выражению:

$$B_k = I_n \times (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (2.9.1)$$

где I_n – периодическая составляющая начального значения тока к.з., кА;

T_a – время затухания аperiodической составляющей тока к.з. постоянная, с.

Время полного отключения:

$$t_{\text{откл}} = t_{P3} + t_B, \quad (2.9.2)$$

где t_{P3} – срабатывание релейной защиты за время рассматриваемой цепи;

t_B – время полного отключения выключателя до гашения дуги, с.

РУ-110 кВ:

Марки выбранных выключателей: ВЭБ – 110 - 40/2500 .

Расчетные параметры: $t_{P3}=2$ с, $t_B=0,055$ с, $T_a=0,03$ с.

Время полного отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,055 = 2,055.$$

Рассчитаем величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$B_k = 9,804^2 \times (2,055 + 0,03) = 200,47.$$

РУ-27,5 кВ:

Марки выбранных выключателей: ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1

Расчетные параметры: $t_{P3}=1$ с, $t_B=0,08$ с, $T_a=0,04$ с.

Время полного отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = 1 + 0,08 = 1,08.$$

Рассчитаем величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$B_k = 6,104^2 \times (1,08 + 0,04) = 41,73.$$

РУ-10 кВ:

Марки выбранных выключателей: ВБЭ – 10 – 31,5/3150.

Расчетные параметры: $t_{P3}=1,0$ с, $t_B=0,07$ с, $T_a=0,01$ с.

Время полного отключения, с:

$$t_{откл} = 1 + 0,07 = 1,07.$$

Рассчитаем величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$B_k = 28,161^2 \times (1,07 + 0,01) = 856,485.$$

Фидера 27,5 кВ:

Марки выбранных выключателей: ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1.

Расчетные параметры: $t_{P3}=0,5$ с, $t_B=0,08$ с, $T_a=0,04$ с.

Время полного отключения, с:

$$t_{откл} = 0,5 + 0,08 = 0,58.$$

Рассчитаем величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$B_k = 6,104^2 \times (0,58 + 0,04) = 231.$$

Фидера 10 кВ:

Марки выбранных выключателей: ВБЭ – 10 – 31,5/3150.

Расчетные параметры: $t_{P3}=0,5$ с, $t_B=0,025$ с, $T_a=0,01$ с.

Время полного отключения, с:

$$t_{откл} = 0,5 + 0,025 = 0,525.$$

Рассчитаем величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$B_k = 28,161^2 \times (0,525 + 0,01) = 424,277.$$

2.10 Проверка токоведущих частей и аппаратуры подстанции

2.10.1 проверка токоведущих частей

Проверка токоведущих элементов выполняем:

- на электродинамическую устойчивость:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}. \quad (2.10.1)$$

Для этого определяем механическое напряжения $\sigma_{расч}$, возникающие в токоведущих элементах при к.з.:

$$\sigma_{расч} = 1,76 \times \frac{l^2 \times i_y^2}{a \times W} \times 10^{-8}, \quad (2.10.2)$$

где l – расстояния между опорными соседними изоляторами, м
(РУ-10 кВ $l=1$ м);

a – расстояния между осей соседних фаз, м (в РУ-10 кВ $a=0,25$ м);

i_y – трёхфазный ударный ток к.з., кА;

W – момент сопротивления относительно оси шины, действующая перпендикулярно усилию, м³.

Момент сопротивления прямоугольных однополостных шин при расположении их на ребро:

$$W = \frac{b^2 \times h}{6}, \quad (2.10.3)$$

где h – ширина шины, м.

b – толщина шины, м;

Далее, сравнивают расчётное напряжение с допустимым для разнообразных сплавов из алюминия.

- на термическую устойчивость:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k \times 10^6}}{C}, \quad (2.10.4)$$

где $q_{\min}$ – минимальное допустимое сечение токоведущих частей, при котором не вызовут нагрев проводника выше температуры кратковременно допустимой при протекании тока к.з. (условие термической устойчивости), мм²;

q – выбираемое сечение, мм²;

C – коэффициент, для шин алюминиевых значения которых равны 90, $A \times c^{1/2} / \text{мм}^2$.

- на отсутствие коронирования:

$$0,9 \times E_o \geq 1,07 \times E, \quad (2.10.5)$$

где E_o – начальная максимальная критическая напряжённость эл. поля, начнётся при котором коронирование кВ/см:

$$E_o = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{np}}} \right), \quad (2.10.6)$$

где r_{np} – радиус провода, см;

m – коэффициент, поверхности учитывающий шероховатость провода (для провода многопроволочного $m=0,82$);

E – напряжённость электрического поля, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \times U}{r_{np} \times \lg(D_{cp} / r_{np})}, \quad (2.10.7)$$

где U – напряжение линейное, кВ;

D_{cp} – геометрически среднее расстояние проводов между фаз, см. при расположении фаз горизонтально $D_{cp} = 1,26 \times D$. Где D – расстояние между фаз, см. Расстояние между фаз для шин приняты – 1,5; 3,0; и 4,0 м, для напряжения 35; 110 кВ соответственно.

На электродинамическую устойчивость для гибких проводов проверку не выполняем ввиду больших расстояний между фаз.

Для системы шин и вводов 110 кВ, провода выбрали марки: АС-400/51

Расчетные параметры: $r_{np} = 0,94$ см; $q = 181$ мм².

Проверяем по условию термической устойчивости, мм²:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{200,47 \times 10^6}}{90} = 157,31; \quad 181 \geq 157,31.$$

Проверяем на отсутствие коронирования, кВ/см:

$$E_o = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}} \right) = 32,508,$$

$$E = \frac{0,354 \times 110}{0,94 \times \lg(1,26 \times 400 / 0,94)} = 20,42,$$

$$(0,9 \times 32,508) = 29,257 \geq (1,07 \times 20,42) = 21,84.$$

Для обмоток высокого напряжения трансформатора и системы шин 110кВ, выбрали провода марки: АС-400/51

Расчётные параметры: $r_{np} = 0,94$ см; $q = 181$ мм².

Проверяем по условию термической устойчивости, мм²:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{200,47 \times 10^6}}{90} = 157,31; \quad 181 \geq 157,31.$$

Проверяем на отсутствие коронирования, кВ/см:

$$E_o = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}} \right) = 32,508,$$

$$E = \frac{0,354 \times 110}{0,94 \times \lg(1,26 \times 400 / 0,94)} = 20,42,$$

$$(0,9 \times 32,508) = 29,257 \geq (1,07 \times 20,42) = 21,84.$$

Для обмотки среднего напряжения силового трансформатора, провода выбрали марки: АСО-700/93.

Расчетные параметры: $r_{np}=1,85$ см; $q=698$ мм².

Проверяем по условию термической устойчивости, мм²:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{41,73 \times 10^6}}{90} = 71,77 \quad ; \quad 698 \geq 71,77.$$

Проверяем на отсутствие коронирования, кВ/см:

$$E_o = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,85}} \right) = 30,308,$$

$$E = \frac{0,354 \times 27,5}{1,85 \times \lg(1,26 \times 150 / 1,85)} = 2,63,$$

$$(0,9 \times 30,308) = 27,277 \geq (1,07 \times 2,63) = 2,814.$$

Для сборных шин 27,5кВ, провода выбрали марки:

АСО-500/59.

Расчетные параметры: $r_{np}=1,51$ см; $q=495$ мм².

Проверяем по условию термической устойчивости, мм²:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{41,73 \times 10^6}}{90} = 71,77; \quad 495 \geq 71,77.$$

Проверяем на отсутствие коронирования, кВ/см:

$$E_o = 30,3 \times 0,82 \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,51}} \right) = 30,935,$$

$$E = \frac{0,354 \times 27,5}{1,51 \times \lg(1,26 \times 150 / 1,51)} = 3,080,$$

$$(0,9 \times 30,935) = 27,841 \geq (1,07 \times 3,080) = 3,295.$$

Для фидеров к. с., провода выбрали марки: АС-500/59

Расчетные параметры: $r_{np}=1,33$ см; $q=394$ мм².

Проверяем по условию термической устойчивости, мм²:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{23,1 \times 10^6}}{90} = 53,403; \quad 394 \geq 53,403.$$

Проверяем на отсутствие коронирования, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \times 27,5}{1,33 \times \lg(1,26 \times 150 / 1,33)} = 3,4$$

$$(0,9 \times 31,288) = 28,159 \geq (1,07 \times 3,4) = 3,638$$

Для РУ-10 кВ, жёсткие шины выбрали марки: АДО-80×10.

Расчетные параметры: $q=10 \times 80=800 \text{ мм}^2$.

Проверяем по условию термической устойчивости, мм^2 :

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{856,485 \times 10^6}}{90} = 325,175; 800 \geq 325,175.$$

Проверяем на электродинамическую стойкость, МПа:

$$W = \frac{0,08^2 \times 0,01}{6} = 10,6 \times 10^{-6},$$
$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \times \frac{1^2 \times 63,72^2}{0,25 \times 10,6 \times 10^{-6}} \times 10^{-8} = 26,96,$$
$$\sigma_{\text{доп АДО}} = 40 \text{ МПа} \geq \sigma_{\text{расч}} = 26,96 \text{ МПа}.$$

2.10.4 Проверка разъединителей

Проверим выбранные разъединители:

- по условию электродинамической устойчивости (2.10.1).
- по условию термической устойчивости (2.10.2).

Для РУ-110 кВ выбрали марку разъединителей: РГ – 110/1000.

Проверим по условию электродинамической устойчивости, кА:

$$23,848 \leq 80.$$

Проверим по условию термической устойчивости, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$200,47 \leq 31,5^2 \times 3 = 2976,75.$$

Для среднего напряжения выбрали марку разъединителей: РГ – 35/2000.

Проверим по условию электродинамической устойчивости, кА:

$$13,812 \leq 40.$$

Проверим по условию термической устойчивости, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$41,73 \leq 16^2 \times 3 = 768.$$

Для фидеров 27.5кВ выбрали марку разъединителей: РГ – 35/1000.

Проверим по условию электродинамической устойчивости, кА:

$$13,812 \leq 40.$$

Проверим по условию термической устойчивости, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$23,1 \leq 16^2 \times 3 = 768.$$

Для РУ-10 кВ выбрали марку разъединителей: РВК – 10/3000.

2.10.2 Выполним проверку изоляторов

Проходные и опорные изоляторы проверяют на допускаемую нагрузку:

$$F_{расч} \leq 0,6 \times F_{доп}, \quad (2.10.8)$$

где $F_{доп}$ – нагрузка разрушающая изолятор на изгиб, Н;

$F_{расч}$ – сила, которая действует на опорный изолятор при к.з., Н:

$$F_{расч} = 0,176 \times \frac{i_y^2 \times l}{a}, \quad (2.10.9)$$

i_y – ток ударный 3-х фазного к.з., кА;

l – расстояния между опорными соседними изоляторами, м

(для РУ-10 кВ $l=1$ м);

a – расстояние между осями соседних фаз, м.

Определяем силу, которая действует на опорный изолятор при к.з., Н:

$$F_{расч} = 0,176 \times \frac{63,72^2 \times 1}{0,25} = 2858.$$

Проверка условия (2.13.1):

$$2858 \leq 0,6 \times 20000 = 12000.$$

Для изоляторов проходных:

$$F_{расч} = 0,088 \times \frac{i_y^2 \times l}{a}. \quad (2.10.10)$$

Определяем силу, которая действует на проходной изолятор при к.з., Н:

$$F_{расч} = 0,088 \times \frac{63,72^2 \times 1}{0,25} = 1429.$$

Проверка условия (4.3.1):

$$1429 \leq 0,6 \times 12500 = 7500.$$

2.10.3 Выполним проверку выключателей

Выбранные выключатели проверяем:

- по условия электродинамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{np} \frac{n!}{r!(n-r)!}, \quad (2.10.11)$$

где i_{np} – предельное амплитудное значение сквозного тока к.з., кА.

- по условия термической устойчивости:

$$B_k \leq I_T^2 \times t_T, \quad (2.10.12)$$

где B_k – импульс теплового тока к.з., $\text{кА}^2 \times \text{с}$;

t_T – термическая стойкость за время прохождения тока, с.

I_T – термическая стойкость предельного тока, кА;

- по току номинальному отключения:

$$I_{\text{ноткл}} \geq I_{\text{пд}}, \quad (2.10.13)$$

где $I_{\text{пд}}$ – действующей значение составляющей периодического тока к.з. в момент когда контакты расходятся, кА;

$I_{\text{ном откл}}$ – ток номинальный отключения, кА.

- по аperiodической составляющей номинального тока отключения к.з.:

$$i_{\text{аном}} \geq i_a, \quad (2.10.14)$$

где $i_{\text{аном}}$ – нормирующее номинальное значение тока аperiodической составляющей к.з., кА:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \times \beta_{\text{ном}} \times I_{\text{ноткл}}, \quad (2.10.15)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – номинальная аperiodическая составляющая:

$$\beta_{\text{ном}} = e^{\frac{-\tau}{0,045}}. \quad (2.10.16)$$

$$i_a = I_n \times e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (2.10.17)$$

где T_a – время затухания аperiodической составляющей тока к.з. постоянна при $t=0$ ($T_a=0,05$), с. получаемая из таблицы 7 [6]; для выключателя 10 кВ $T_a=0,01$ с.

- по току полному отключения:

$$\sqrt{2} \times I_{\text{ноткл}} \times (1 + \beta_{\text{ном}}) > (\sqrt{2} \times I_k + i_a).$$

- по включающей способности:

$$I_k \leq I_{\text{номвкл}}; \quad i_y \leq i_{\text{нвкл}},$$

где $i_{\text{нвкл}}$ – значение амплитудного номинального включающего тока, кА.

I_k – номинальное значение эффективного включающего тока, кА;

Для вводов 110 кВ выбрали марки выключателей: ВЭБ – 110 - 40/2500.

Проверим по условию электродинамической устойчивости:

$$23.848 \leq 102.$$

Проверим по условию термической устойчивости, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$200.47 \leq 40^2 \times 3 = 4800.$$

Проверим по току номинального отключения, кА :

Проверим по условию электродинамической устойчивости, кА :

$$63,72 \leq 200.$$

Проверим по условию термической устойчивости, $\text{кА}^2 \times \text{с}$:

$$856,485 \leq 85^2 \times 3 = 21675.$$

2.10.5 Выполняем проверку предохранителей

Предохранители проверяем по току номинальному отключения:

$$I_{\text{номоткл}} \geq I_n. \quad (2.10.19)$$

Для РУ-10 кВ выбрали марку предохранителей: ПКН 001-10 УЗ.

Проверим предохранители по току номинальному отключения, кА :

$$60 \geq 39,946.$$

2.10.6 Выполняем проверку трансформаторов тока

Проверим выбранные трансформаторы тока:

- по условию электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \times \sqrt{I_{\text{ном}}} \quad (2.10.20)$$

где $k_{\text{дин}}$ – электродинамическая стойкость:

$$k_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{нр}}}{\sqrt{2} \times I_{\text{ном}}}, \quad (2.10.21)$$

где $I_{\text{ном}}$ – ток номинальный ТТ первичной обмотки, А.

- по условию термической стойкости:

$$B_k \leq (k_T \times I_{\text{ном}})^2 \times t, \quad (2.10.22)$$

где k_T – термическая кратность стойкости:

$$k_T = \frac{I_T}{I_{\text{ном}}}. \quad (2.10.23)$$

- по соответствию класса точности для номинальной нагрузки:

$$40 \geq 9.804.$$

Проверим по току номинального отключения

Составляющей апериодической тока к.з., кА:

$$\sqrt{2} \times e^{\frac{0,045}{0,045}} \times 40 = 20,81 \geq 9.804 \times e^{\frac{0,045}{0,05}} = 3.986.$$

Проверим по току полного отключения, кА:

$$\sqrt{2} \times 40 \times (1 + e^{\frac{0,045}{0,045}}) = 77,386 > (\sqrt{2} \times 15.91 + 3.093) = 25.59.$$

Проверим по включающей способности, кА:

$$15.91 \leq 40; \quad 23.848 \leq 102.$$

Для вводов силового трансформатора СН выбрали марки выключателей: ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1.

Проверим по условию электродинамической устойчивости:

$$13,812 \leq 52.$$

Проверим по условию термической устойчивости, кА²×с:

$$41,73 \leq 25^2 \times 3 = 1875.$$

Проверим по току номинального отключения, кА:

$$25 \geq 6,104.$$

Проверим по току номинального отключения составляющую апериодическую тока к.з., кА:

$$\sqrt{2} \times e^{\frac{0,06}{0,045}} \times 25 = 9,32 \geq 6,104 \times e^{\frac{0,06}{0,05}} = 1,838.$$

Проверим по току полного отключения, кА:

$$\sqrt{2} \times 25 \times (1 + e^{\frac{0,06}{0,045}}) = 44,689 > (\sqrt{2} \times 10,132 + 1,5) = 15,812$$

Проверим по включающей способности, кА:

$$10,132 \leq 25; \quad 13,812 \leq 52.$$

Для РУ-10 кВ выбрали марки выключателей: ВБЭ – 10 – 31,5/3150

Проверим по условию электродинамической устойчивости:

$$63,72 \leq 81.$$

Проверим по условию термической устойчивости: кА²×с:

$$856,485 \leq 31,5^2 \times 3 = 2976,75.$$

Проверим по току номинального отключения, кА:

$$64 \geq 28,161.$$

Проверим по току номинального отключения составляющей аperiodической тока к.з., кА:

$$\sqrt{2} \times e^{-\frac{0,07}{0,045}} \times 64 = 51,93 \geq 28,161 \times e^{-\frac{0,07}{0,05}} = 6,944.$$

Проверим по току полного отключения, кА:

$$\sqrt{2} \times 64 \times (1 + e^{-\frac{0,07}{0,045}}) = 145,4 > (\sqrt{2} \times 39,946 + 0,121) = 56,613.$$

Проверим по включающей способности, кА:

$$39,946 \leq 64; \quad 63,72 \leq 81.$$

Для фидеров 27.5кВ выбрали марки выключателей:

ВВС-27,5-20/1600 УХЛ1.

Проверим по условию электродинамической устойчивости:

$$13,812 \leq 52.$$

Проверим по условию термической устойчивости, кА²×с:

$$23,1 \leq 20^2 \times 3 = 1200.$$

Проверим по току номинального отключения, кА:

$$25 \geq 6,104.$$

Проверим по току номинального отключения составляющей аperiodической тока к.з., кА:

$$\sqrt{2} \times e^{-\frac{0,06}{0,045}} \times 25 = 9,32 \geq 6,104 \times e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 1,838.$$

Проверим по току полного отключения, кА:

$$\sqrt{2} \times 25 \times (1 + e^{-\frac{0,06}{0,045}}) = 44,689 > (\sqrt{2} \times 10,132 + 1,5) = 15,812.$$

Проверим по включающей способности, кА:

$$10,132 \leq 25; 13,812 \leq 52.$$

$$z_2 \leq z_{2ном}, \quad (2.10.24)$$

где z_2 – нагрузка вторичная наиболее нагруженная фаза ТТ.

Т.к. индуктивное сопротивление токовых цепей не велико, то:

$$z_2 = r_2,$$

$$r_2 = \Sigma r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление измерительных приборов, токовых обмоток и реле, Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление провода, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \rho \times \frac{l_{\text{пррасч}}}{q_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельные сопротивления материалов проводов, Ом×м²/м, (для кабеля с медными жилами $\rho = 1,75 \times 10^{-8}$; для кабеля с алюминиевыми жилами $\rho = 2,83 \times 10^{-8}$);

$l_{\text{пр расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, м;

$q_{\text{пр}}$ – сечения провода, которое не должно быть менее 4×10^{-6} м² для алюминиевых проводов и $2,5 \times 10^{-6}$ м² для медных проводов.

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов принимаемое равным 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Провода контрольных кабелей с медными жилами обязательно применяют во вторичных цепях подстанций с напряжением 110 кВ, а в остальных случаях обычно с алюминиевыми жилами.

Для РУ-110 кВ выбрали ТТ марки: ТВ-110-I-1000/5 У2.

Встроенные ТТ принимаются без проверки на электродинамическую и термическую стойкость, т.к. токоведущие стержни аппаратов (вводы силовых трансформаторов), в которые встроены ТТ, являются их первичными обмотками, они проверяются при проверке этих аппаратов.

Проверяем ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2 \text{ ном}} = 1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

-тип амперметра Э377: $r_A = 0,02$ Ом;

- счётчики активной энергии типа: СА4-И672: $r_{CA} = 0,1$ Ом;

- счётчики реактивной энергии типа: СР4-И673: $r_{CP} = 0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_A + r_{CA} + r_{CP} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22.$$

Рассчитаем сопротивления медных проводов (для РУ-110 кВ, $l_{\text{пр.расч}}=125$ м), Ом:

$$r_{np} = 1,75 \times 10^{-8} \times \frac{125}{2,5 \times 10^{-6}} = 0,875.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,22 + 0,875 + 0,05 = 1,145.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$1,145 \leq 1,2.$$

При классе точности 10(P): $z_{2 \text{ ном}}=1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока РТ-40/100: $r_{PT}=0,003$ Ом;
- марки реле времени РВМ-12: $r_{PBM}=0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_{PT} + r_{PBM} = 0,003 + 0,1 = 0,103.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,103 + 0,875 + 0,05 = 1,028.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$1,028 \leq 1,2.$$

Для ввода СН выбрали марки ТТ: ТВ-35-III-1500/5 У2.

Проверим ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2 \text{ ном}}=1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- амперметр типа Э377: $r_A=0,02$ Ом;
- счётчики активной энергии типа: СА4-И672: $r_{CA}=0,1$ Ом;
- счётчики реактивной энергии типа: СР4-И673: $r_{CP}=0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{приб} = r_A + r_{CA} + r_{CP} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22.$$

Рассчитаем сопротивления алюминиевых проводов (для РУ-27,5 кВ, $l_{пр расч}=60$ м), Ом:

$$r_{np} = 2,83 \times 10^{-8} \times \frac{60}{2,5 \times 10^{-6}} = 0,679.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,22 + 0,679 + 0,05 = 0,949.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,949 \leq 1,2.$$

При классе точности 10(P): $z_{2 ном}=1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока: РТ-40/100: $r_{РТ}=0,003$ Ом;
- марки реле времени: РВМ-12: $r_{РВМ}=0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{приб} = r_{РТ} + r_{РВМ} = 0,003 + 0,1 = 0,103.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,103 + 0,679 + 0,05 = 0,832.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,832 \leq 1,2.$$

Для фидеров 27,5кВ выбрали ТТ типа: ТВ-35-III-800/5 У2.

Проверим ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2 ном}=1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- амперметр типа Э377: $r_A=0,02$ Ом.

Сопротивление активное подключенного прибора, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_A = 0,02 .$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,02 + 0,679 + 0,05 = 0,749 .$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,749 \leq 1,2 .$$

При классе точности 10(P): $z_{2 \text{ ном}} = 1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока РТ-40/50: $r_{PT} = 0,005$ Ом;
- марки реле времени РВМ-12: $r_{PBM} = 0,1$ Ом;
- устройства электронных защит фидеров типа УЭЗФ: $r_{УЭЗФ} = 0,1$ Ом;

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_{PT} + r_{PBM} + r_{УЭЗФ} + r_{ОМП} = 0,005 + 0,1 + 0,1 + 0,04 = 0,245 .$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,245 + 0,679 + 0,1 = 1,024 .$$

Проверим условие (2.10.24):

$$1,024 \leq 1,2 .$$

Для шин 27,5кВ выбрали ТТ марки: ТВ-35-III-1000/5 У2.

Проверим ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2 \text{ ном}} = 1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- амперметр типа Э377: $r_A = 0,02$ Ом.

Сопротивление активное подключенного прибора, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_A = 0,02 .$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,02 + 0,679 + 0,05 = 0,749 .$$

Проверим условие (2.10.24): $0,749 \leq 1,2$.

При классе точности 10(P): $z_{2\text{ ном}}=1,2$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока РТ-40/100: $r_{PT}=0,003$ Ом;

- марки реле времени РВМ-12: $r_{PBM}=0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_{PT} + r_{PBM} = 0,003 + 0,1 = 0,103.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,103 + 0,679 + 0,05 = 0,832.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,832 \leq 1,2.$$

Для вводов 10кВ трансформатора выбрали тип ТТ: 2×ТПЛК-10-3500/5 УЗ.

Проверим по условию электродинамической стойкости, кА:

$$66,44 \leq 74,5.$$

Проверим по условию термической стойкости, кА²×с:

$$805,739 \leq 28,3^2 \times 3 = 2402,67,$$

Проверим ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2\text{ ном}}=0,4$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- амперметр типа Э378: $r_A=0,02$ Ом;

- счётчики активной энергии типа СА4-И672: $r_{CA}=0,1$ Ом;

- счётчики реактивной энергии типа СР4-И673: $r_{CP}=0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_A + r_{CA} + r_{CP} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22.$$

Рассчитаем сопротивления алюминиевых проводов (для РУ-10 кВ, $l_{\text{пр расч}}=30$ м), Ом:

$$r_{np} = 2,83 \times 10^{-8} \times \frac{30}{2,5 \times 10^{-6}} = 0,34.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,22 + 0,34 + 0,05 = 0,61.$$

Так как выбрали соединённые два ТТ, то $z_{2\text{ ном}} = 2 \times 0,4 = 0,8$ Ом

Проверим условие (2.10.24):

$$0,61 \leq 0,8.$$

При классе точности 10(P): $z_{2\text{ ном}} = 0,6$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока РТ-40/100: $r_{PT} = 0,003$ Ом;
- марки реле времени РВМ-12: $r_{PBM} = 0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{приб} = r_{PT} + r_{PBM} = 0,003 + 0,1 = 0,103.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,103 + 0,34 + 0,05 = 0,493.$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,493 \leq 0,6 \times 2 = 1,2.$$

Для районных потребителей 10 кВ выбрали ТТ типа: 2×ТПЛК-10-500/5 УЗ.

Проверим по условию электродинамической стойкости, кА:

$$66,44 \leq 74,5.$$

Проверим по условию термической стойкости, кА²×с:

$$399,139 \leq 9,45^2 \times 3 = 267,908,$$

Проверим ТТ по классу точности для нагрузки номинальной:

При классе точности 0,5: $z_{2\text{ ном}} = 0,4$ Ом.

Приборы подключенные к ТТ:

- амперметр типа Э378: $r_A = 0,02$ Ом;
- счётчики активной энергии типа СА4-И672: $r_{CA} = 0,1$ Ом;
- счётчики реактивной энергии типа СР4-И673: $r_{CP} = 0,1$ Ом.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_A + r_{CA} + r_{CP} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

$$z_2 = 0,22 + 0,34 + 0,05 = 0,61.$$

Так как выбрали соединённые два ТТ,

$$\text{то } z_{2 \text{ ном}} = 2 \times 0,4 = 0,8 \text{ Ом}$$

Проверим условие (2.10.24):

$$0,61 \leq 0,8.$$

При класса точности 10(P): $z_{2 \text{ ном}} = 0,6 \text{ Ом}$.

Приборы подключенные к ТТ:

- марки реле максимального тока: РТ-40/50: $r_{PT} = 0,005 \text{ Ом}$;
- марки реле времени: РВМ-12: $r_{PBM} = 0,1 \text{ Ом}$.

Рассчитаем активное суммарное сопротивление всех подключенных приборов, Ом:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = r_{PT} + r_{PBM} = 0,005 + 0,1 = 0,105.$$

Рассчитаем вторичную нагрузку наиболее нагруженной фазы ТТ, Ом:

2.10.7 Выполняем проверку трансформаторов напряжения.

Проверим выбранные трансформаторы напряжения:

- по классу точности и вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}, \quad (2.10.25)$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ – мощность номинальная ТН в данном классе точности (при установленных однофазных ТН, соединяемых в звезду, $S_{2 \text{ ном}}$ представляет сумму трёх мощностей трансформаторов, соединяемых в схему открытого треугольника – двух трансформаторов), ВА;

S_2 - мощность суммарная, потребляемая при-ми подключенными к ТН, ВА:

$$S_2 = \sqrt{\left[\sum (S_{\text{приб}} \times \cos \varphi_{\text{приб}}) \right]^2 + \left[\sum (S_{\text{приб}} \times \sin \varphi_{\text{приб}}) \right]^2}, \quad (2.10.26)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность одного прибора, ВА;

$\cos\varphi_{\text{приб}}$ – коэффициент мощности приборов.

Для шин 110кВ выбрали ТН марки: 3×ЗНОГ-110-82 У1.

Количество присоединённых к ТН приборов и их характеристики сведём в таблицу 15.

Таблица 15. Характеристики присоединённых к ТН приборов

Наименование приборов	Марка приборов	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Кол-во катушек, шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Общая потребляемая мощность	
							$\Sigma P_{\text{приб}}$, Вт	$\Sigma Q_{\text{приб}}$, вар
Вольтметр	Э-377	1	2	1	1	0	2	0
Сч. акт. мощности	СА4-И672	4	4	2	0,38	0,93	12,61	29,76
Сч. реак. мощности	СР4-И673	4	7,5	3	0,38	0,93	34,2	83,7
Реле напряжения	РН	3	1	1	1	0	3	0
							51,36	113,46

Проверим по классу точности и вторичной нагрузке, ВА:

$$S_2 = \sqrt{51,36^2 + 113,46^2} = 124,543,$$

$$S_{2\text{ном}} = 3 \times S_{\text{номтр}} = 3 \times 150 = 450.$$

Для шин РУ-27,5 кВ выбрали ТН типа: 2×ЗНОМ-35-72 У1.

Количество присоединённых к ТН приборов и их характеристики сведём в таблицу 12.

Проверим по классу точности и вторичной нагрузке, ВА:

$$S_2 = \sqrt{79,44^2 + 128,34^2} = 150,9,$$

$$S_{2\text{ном}} = 2 \times S_{\text{номтр}} = 2 \times 150 = 300,$$

Так как, обмотки ТН соединены по схеме открытого треугольника.

Проверим условие (2.10.25), ВА:

$$150,9 \leq 300.$$

Таблица 16. Характеристики присоединённых к ТН приборов

Наименование приборов	Марка приборов	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Кол-во катушек, шт	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
							ΣP _{приб} , Вт	ΣQ _{приб} вар
Вольтметр	Э-378	1	2	1	1	0	2	0
Сч. акт. Мощности	СА4-И672	6	4	2	0,38	0,93	18,24	44,64
Сч. реак. Мощности	СР4-И673	4	7,5	3	0,38	0,93	34,2	83,7
Электронные защиты фидеров	УЭЗФМ	4	4	1	1	0	20	0
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	1	0	3	0
							79,44	128,34

Для шин районных РУ-10 кВ выбрали ТН типы: 3×НОМ-10-66 УЗ.

Количество присоединённых к ТН приборов и их характеристики сведём в таблицу 17.

Таблица 17. Характеристики присоединённых к ТН приборов

Наименование приборов	Марка приборов	Кол-во приборов	Мощность ВА	Кол-во катушек, шт	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
							ΣP _{приб} , Вт	ΣQ _{приб} вар
Вольтметр	Э-378	1	2	1	1	0	2	0
Сч. акт. мощности	СА4-И672	5	4	2	0,38	0,93	15,2	37,2
Сч. реак. мощности	СР4-И673	5	7,5	3	0,38	0,93	28,5	104,62
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	1	0	3	0
							61,9	141,82

Проверим по классу точности по вторичной нагрузке, ВА:

$$S_2 = \sqrt{61,9^2 + 141,825^2} = 154,745,$$

$$S_{2ном} = 3 \times S_{номтр} = 3 \times 75 = 225.$$

Проверим условие (2.10.25), ВА:

$$154,745 \leq 225.$$

2.11 Электроснабжение тягового участка Мариинск – Тяжин

В данной работе проектируемый перегон расположен на двухпутной железной дороге между станциями Мариинск и Тяжин. Протяженность перегона составляет 52300 метров. Питание со стороны Мариинска осуществляется выключателями 4, 5 а со стороны Тяжина 1, 2 напряжением 27,5кВ.

Для обеспечения надежной работы при повреждении сети и удобства обслуживания ее или э.п.с. контактную сеть секционируют, т.е. разделяют на участки (секции), которые могут быть электрически изолированы друг от друга.

Питание контактной сети осуществляется примыкающей секции через свой фидер, который присоединен через выключатель к шинам тяговой подстанции. Секционирование станции с одной стороны осуществляется при помощи нейтральной вставки, т.к. перегон и станция имеют разные фазы. С другой стороны одинаковые фазы и используют воздушный промежуток. Для питания локомотивного депо используется отдельный фидер.

В середине тягового участка включен пост секционирования для электрического соединения контактной сети обоих путей, разделения на секции и защиты.

При питании с двух сторон ток к локомотиву поступает в течение всего времени движения. Тяговые подстанции загружаются по времени более равномерно с меньшей величиной тока. Потери активной мощности (энергии), потери напряжения в контактной сети, нагрев проводов КС и тяговых трансформаторов (ТТ) меньше, чем при одностороннем питании.

Т.к. оба пути нагружены равномерно, уставки срабатывания выключателей 1, 3, 5, 7 равны соответственно уставкам выключателей 2, 4, 6, 8. Поэтому ограничимся расчетами уставок выключателей 1, 3, 5, 7.

2.11.1 Расчет защиты фидера тяговой подстанции

Комплект защиты фидеров контактной сети УЭЗФМ для тяговой подстанции переменного тока включает в себя трехступенчатую дистанционную защиту, дополненную токовой отсечкой.

1. Расчет защиты выключателя 1

Первая ступень защиты – ненаправленная дистанционная защита без выдержки времени с блокировкой по току. Назначение – отключать без выдержки времени КЗ в пределах большей части зоны «подстанция - пост». Сопротивление срабатывания первой ступени защиты определяется по формуле:

$$Z_{сз1} = K_з \cdot Z_{КЗ\max}, \quad (2.11.1)$$

где: $K_з = 0,8 \div 0,85$ – коэффициент запаса;

$Z_{КЗ\max}$ – сопротивление петли КЗ «контактная подвеска - рельс» при КЗ на шинах поста секционирования, Ω .

В нашем случае (рис. 11а):

$$Z_{КЗ\max} = Z_{21} \cdot l_1 = 0,471 \cdot 16,8 + 0,338 \cdot 4,4 + 0,25 \cdot 0,2 = 9,45, \quad (2.11.2)$$

где: Z_{21} – сопротивление одного километра двухпутного участка при одном отключенном фидере контактной сети, $\Omega/\text{км}$.

$$Z_{сз1} = 0,8 \cdot 9,45 = 7,56, \Omega.$$

Выбранное сопротивление срабатывания первой ступени проверяется на селективность по отношению к токам нагрузки.

$$Z_{сз1} \leq \frac{Z_{\min ТП}}{K_з}, \quad \text{где: } Z_{\min ТП} = \frac{U_{\text{раб. min}}}{I_{\max ТП}};$$

$U_{\text{раб. min}} = 25000\text{В}$ – минимальное напряжение на шинах подстанции в рабочем режиме;

$K_3 = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент запаса.

Коэффициент возврата измерительных элементов электронной защиты УЭЗФМ обычно достаточно высок и близок к единице. В расчетах по этой причине его можно не учитывать.

$$\frac{Z_{\min TP}}{K_3} = \frac{25000}{1,2 \cdot 900} = 23,15 \geq Z_{c31} - \text{условие выполняется.}$$

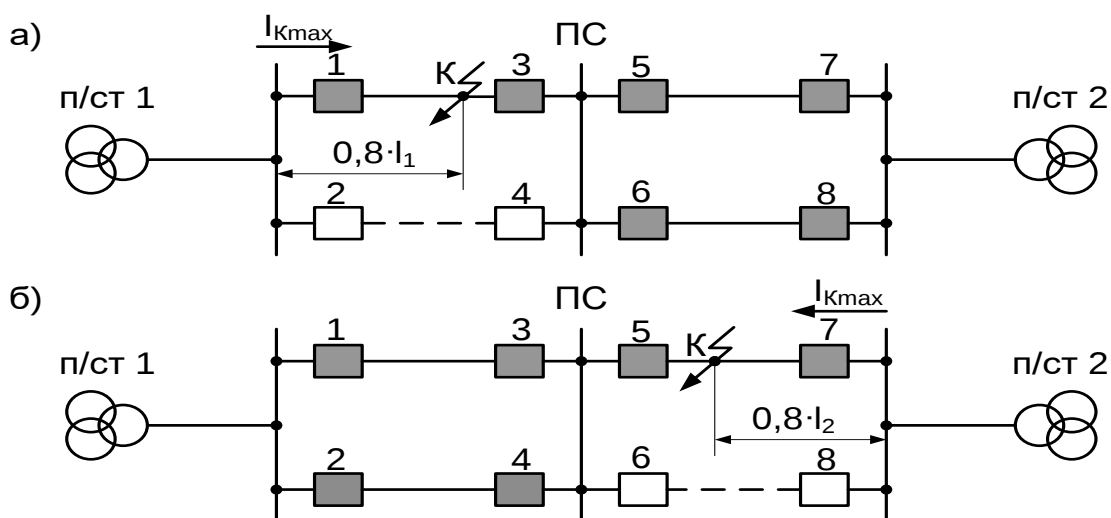


Рис. 11. Расчетные схемы для определения уставки срабатывания первой ступени защиты: а) для выключателей 1, 3; б) для выключателей 5, 7.

Для двухпутных и однопутных участков должна быть также обеспечена селективность по отношению к токам, протекающим по защищаемому фидеру со стороны соседней подстанции (при двухстороннем питании) при близком КЗ на смежном фидере контактной сети, ДПР или других, отходящих от шин 25кВ фидерах. В этом режиме напряжение на шинах подстанции значительно понижается, и ненаправленная первая ступень защиты неповрежденного фидера может ложно сработать даже при относительно небольших токах подпитки КЗ на смежном фидере.

Для обеспечения селективной работы первой ступени ненаправленной дистанционной защиты предусмотрена блокировка срабатывания выходного элемента этой ступени по величине протекающего по фидеру тока.

Величина тока блокировки первой ступени дистанционной защиты должна быть больше максимального тока подпитки, протекающего со стороны соседней

подстанции через защищаемый фидер при КЗ на смежном фидере контактной сети (СЦБ или ДПР), т.е. ток уставки элемента токовой блокировки должен быть равен:

$$I_{устТБ} = K_3 \cdot I_{П\max}, \quad (2.11.3)$$

где: $I_{П\max}$ – максимальный ток подпитки КЗ на шинах подстанции;

$K_3 = 1,2$ – коэффициент запаса.

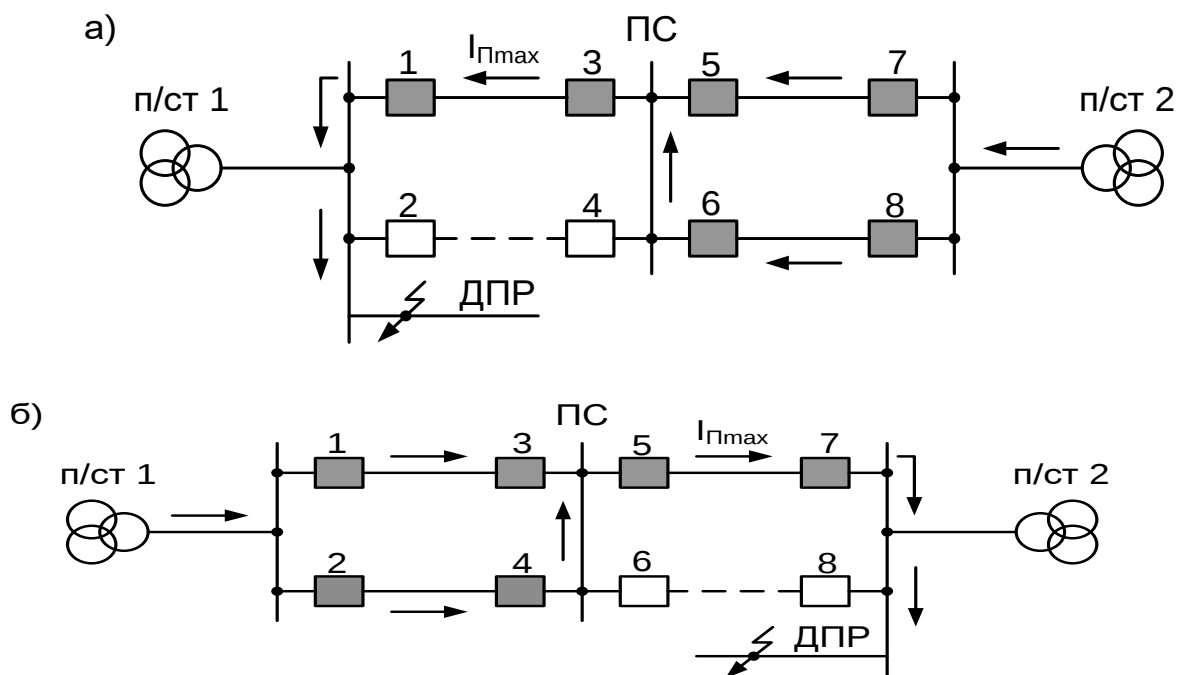


Рис. 12. Расчетные схемы для определения тока подпитки:

а) для выключателя 1; б) для выключателя 7.

Для последующих расчетов переведем единицы измерения сопротивления фаз энергосистемы в режиме КЗ из относительных единиц в Ом:

$$X_{C_1\max} = \frac{U_n^2 [\text{кВ}] \cdot X_{C_1\max}^*}{100} = \frac{27,5^2 \cdot 0,111}{100} = 0,83, \text{ Ом};$$

$$X_{C_2\max} = \frac{U_n^2 [\text{кВ}] \cdot X_{C_2\max}^*}{100} = \frac{27,5^2 \cdot 0,107}{100} = 0,8, \text{ Ом}.$$

Максимальный ток подпитки из схемы (рис. 12а) определяется по формуле:

$$I_{II \max} = \frac{U_n}{2 \cdot \left(X_{C_2 \max} + \frac{X_T}{n} \right) + \frac{Z_{22} \cdot l_2}{1} + Z_{21} \cdot l_1}, \quad (2.11.4)$$

где: n – максимальное количество включенных трансформаторов на подстанции;

$$X_{T2} = \frac{U_K \cdot U_n^2 [kB]}{100 \cdot S_T [MBA]} = \frac{10,3 \cdot 27,5^2}{100 \cdot 40,5} = 1,92$$

– сопротивление фазы понизительного трансформатора подстанции ЭЧЭ-2, Ом.

Активными сопротивлениями обычно в расчетах пренебрегают ввиду их малости, поэтому принимаем $Z_C = X_C$, $Z_T = X_T$.

$$I_{II \max} = \frac{27500}{2 \cdot \left(0,8 + \frac{1,92}{2} \right) + 9,45 + 9,71} = 1214, \text{ A}.$$

Ток блокировки:

$$I_{устТБ} = 1,2 \cdot 1214 = 1456, \text{ A}.$$

Для ускорения и повышения надежности отключения близких к тяговой подстанции коротких замыканий (когда направленные ступени дистанционной защиты могут иметь «мертвую зону» по направлению) в устройстве защиты УЭЗФМ предусмотрен элемент токовой отсечки.

Уставка ее срабатывания определяется по формуле:

$$I_{сзТО} = K_3 \cdot I_{K \max}, \quad (2.11.5)$$

$$\text{где: } I_{K \max} = \frac{U_n}{2 \cdot \left(X_{C_1 \max} + \frac{X_T}{n} \right) + Z_{21} \cdot l_1} = \frac{27500}{2 \cdot \left(0,83 + \frac{1,87}{2} \right) + 9,45} = 2118 \text{ A}$$

– максимальный ток, протекающий через фидер подстанции при КЗ на шинах поста секционирования в режиме максимума энергосистемы и всех включенных трансформаторах подстанции, ЭЧЭ-1;

n – максимальное количество включенных трансформаторов на подстанции;

$$X_{T1} = \frac{U_K \cdot U_n^2 [kB]}{100 \cdot S_T [MBA]} = \frac{9,91 \cdot 27,5^2}{100 \cdot 40} = 1,87.$$

– сопротивление фазы понизительного трансформатора подстанции ЭЧЭ- 1, Ом;

$K_3 = 1,2$ – коэффициент запаса.

$$I_{сзТО} = 1,2 \cdot 2118 = 2542, \text{ А}.$$

Уставка срабатывания проверяется по условию: $I_{сзТО} \geq K_3 \cdot I_{\max ТП}$.

$$K_3 \cdot I_{\max ТП} = 1,2 \cdot 900 = 1080 \leq I_{сзТО}.$$

Следовательно, эта ступень защиты (токовая отсечка) селективна к токам нагрузки и КЗ за пределами заданной зоны (т.е. за постом секционирования).

Время отключения первой ступени защиты не превышает 0,1 секунды.

Вторая ступень защиты – направленная дистанционная с выдержкой времени с зоной работы от 0 до 100...110°. Ее назначение – отключать КЗ в большей части меж подстанционной зоны.

Характеристика защиты (рис. 18а) такова, что селективность по отношению к нагрузкам обеспечивается, поскольку углы сдвига фаз первой гармоники токов нагрузки относительно напряжения меньше минимального угла сдвига фаз между током и напряжением при КЗ, при котором защита срабатывает.

Сопротивление срабатывания второй ступени защиты определяется по формуле:

$$Z_{сз2} = K_{\eta} \cdot Z_{КЗ\max}, \quad (2.11.6)$$

где – $K_{\eta} = 0,8 \div 0,85$ – коэффициент чувствительности;

$Z_{КЗ\max}$ – максимальное сопротивление, замеряемое защитой фидера подстанции при КЗ на шинах смежной подстанции, Ом.

Для заданной схемы (рис. 13а):

$$Z_{КЗ\max} = 2 \cdot (0,5 Z_{22} \cdot l_1 + Z_{21} \cdot l_2) = 2 \cdot (16,8 \cdot 0,315 + 4,4 \cdot 0,24 + 29,1 \cdot 0,471 + 2 \cdot 0,338) + 3,7 \cdot 0,2 = 42,23, \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени:

$$Z_{сз2} = 0,8 \cdot 42,23 = 33,78, \text{ Ом}.$$

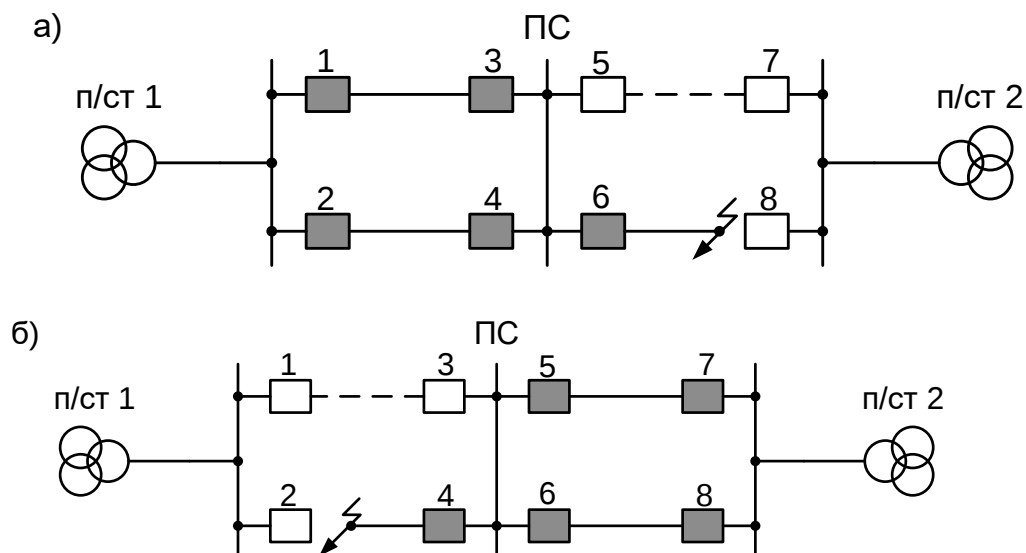


Рис. 13. Расчетные схемы для определения уставки срабатывания второй и третьей ступеней защиты: а) для выключателя 1; б) для выключателя 7.

Так как сопротивление срабатывания второй ступени много больше сопротивления минимальной номинальной нагрузки ($Z_{\min III} = 23,15 \text{ Ом}$), то принимаем: 0 Ом .

В качестве третьей ступени УЭЗФМ используется направленная дистанционная защита с выдержкой времени с зоной работы от $45-50^\circ$ до $100-110^\circ$. Третью ступень следует выполнить с зоной работы, заходящей за шины соседней подстанции на $20\ldots 30\%$, т.е. с коэффициентом чувствительности $1,2$. При этом третья ступень защиты будет реагировать на металлические КЗ без остаточной нагрузки. На КЗ с большой остаточной нагрузкой будет реагировать вторая ступень защиты.

Сопротивления срабатывания третьей ступени защиты определяется по формуле:

$$Z_{сз3} = K_q \cdot Z_{КЗ\max} = 1,2 \cdot 42,23 = 50,7, \text{ Ом} \quad (2.11.7)$$

Определим степень загробления каждой ступени защиты по величине максимального возможного для данного участка и подвижного состава броска намагничивающего тока:

$$n = \frac{I_{\max}}{U_n} \cdot Z_{сз}. \quad (2.11.8)$$

Значение $I_{\max}$, как следует из опытных данных, обычно составляет 1300...1500А.

$$n_1 = \frac{I_{\max}}{U_H} \cdot Z_{c31} = \frac{1500}{27500} \cdot 7,56 = 0,41;$$

$$n_2 = \frac{I_{\max}}{U_H} \cdot Z_{c32} = \frac{1500}{27500} \cdot 23,00 = 1,26;$$

$$n_3 = \frac{I_{\max}}{U_H} \cdot Z_{c33} = \frac{1500}{27500} \cdot 50,7 = 2,76.$$

Как видно, первую ступень загроублять не нужно. Вторую ступень загроублять не следует, т.к. не будет обеспечиваться селективность защиты по отношению к нагрузке. Третью ступень загроублять также не следует, поскольку ее степень загроубления слишком велика.

2. Расчет защиты выключателя 7

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты (рис. 11б):

$$Z_{c31} = K_3 \cdot Z_{K3\max} = K_3 \cdot Z_{21} \cdot l_2 = 0,8 \cdot 14,37 = 11,5, \text{ Ом}.$$

Проверка на селективность к нагрузке:

$$\frac{Z_{\min\text{ТП}}}{K_3} = 23,15 \geq 11,5 - \text{условие выполняется.}$$

Ток уставки элемента токовой блокировки (рис. 12б):

$$\begin{aligned} I_{\text{устГБ}} &= K_3 \cdot I_{\text{П}\max} = K_3 \cdot \frac{U_H}{2 \cdot \left(X_{C1\max} + \frac{X_T}{n} \right) + Z_{22} \frac{l_1}{1} + Z_{21} l_2} = \\ &= 1,2 \cdot \frac{27500}{2 \cdot \left(0,83 + \frac{1,87}{2} \right) + 6,348 + 14,376} = 1360, \text{ А}. \end{aligned}$$

Уставка срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c3TO} = K_3 \cdot I_{K\max} = K_3 \cdot \frac{U_H}{2 \cdot \left(X_{C2\max} + \frac{X_T}{n} \right) + Z_{21} l_2} = 1,2 \cdot \frac{27500}{2 \cdot \left(0,8 + \frac{1,92}{2} \right) + 14,376} = 1844, \text{ А}.$$

Проверка: $K_3 \cdot I_{\max\text{ТП}} = 1080 \leq I_{c3TO}$ - условие выполняется.

Сопротивление срабатывания второй ступени защиты (рис. 13б):

$$Z_{сз2} = K_3 \cdot Z_{K3max} = K_3 \cdot (Z_{22}l_2 + 2 \cdot Z_{21}l_1) = 0,8 \cdot (9,64 + 9,45) = 15,27 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{сз3} = K_3 \cdot Z_{K3max} = K_3 \cdot (Z_{22}l_2 + 2 \cdot Z_{21}l_1) = 1,2 \cdot (19,09) = 22,9, \text{ Ом}.$$

2.19.2. Расчет защиты фидера поста секционирования

На фидере поста секционирования устанавливается двухступенчатая электронная защита типа УЭЗФМ, дополненная ускоренной токовой отсечкой.

1. Расчет защиты выключателя 3

В качестве первой ступени применяется направленная дистанционная защита без выдержки времени. Ее назначение – отключать без выдержки времени КЗ в пределах большей части зоны «пост секционирования - подстанция». Характеристика защиты показана на рис. 14.

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты определяется так же, как и для подстанции по формуле (1), с тем же коэффициентом запаса ($K_3 = 0,8 \div 0,85$):

$$Z_{сз1} = K_3 \cdot Z_{K3max} = K_3 \cdot Z_{21} \cdot l_1 = 0,8 \cdot 9,45 = 7,56, \text{ Ом}.$$

Проверка селективности первой ступени защиты:

$$Z_{сз1} \leq \frac{Z_{minЛС}}{K_3}, \quad \text{где: } Z_{minЛС} = \frac{U_{minЛС}}{I_{maxЛС}};$$

$U_{minЛС} = 22000\text{В}$ – минимальное напряжение на шинах поста секционирования;

$K_3 = 0,8 \div 0,85$ – коэффициент запаса.

$$\frac{Z_{minЛС}}{K_3} = \frac{22000}{1,2 \cdot 600} = 30,56 \geq Z_{сз1} - \text{условие выполняется.}$$

Для повышения надежности отключения и быстродействия первая ступень направленной дистанционной защиты дополнена токовой отсечкой. Токовая отсечка служит также отключения «мертвой зоны» направленной защиты при близких к шинам поста секционирования коротких замыканиях.

Уставка срабатывания токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{сзТО} = K_3 \cdot I_{II}, \quad (2.11.9)$$

где: $K_3 = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент запаса;

I_{II} – максимальный ток подпитки фидера поста секционирования при близком к шинам поста КЗ, ЭЧЭ-1.

Максимальный ток подпитки выбирается из следующих соотношений (рис. 16а):

$$I_{II1} = \frac{U_n}{2 \cdot \left(X_{C1 \max} + \frac{X_T}{n} \right) + Z_{21} \cdot l_1} = \frac{27500}{2 \cdot \left(0,83 + \frac{1,87}{2} \right) + 9,45} = 2118, \text{ A};$$

$$I_{II2} = \frac{U_n}{2 \cdot \left(X_{C2 \max} + \frac{X_T}{n} \right) + Z_{22} \cdot l_2} = \frac{27500}{2 \cdot \left(0,8 + \frac{1,92}{2} \right) + 9,71} = 2078, \text{ A}.$$

Принимаем: $I_{II} = 2118 \text{ A}$.

Вычисляем уставку срабатывания токовой отсечки:

$$I_{сзТО} = 1,2 \cdot 2118 = 2541,6, \text{ A};$$

и проверяем по условию:

$$I_{сзТО} \geq K_3 \cdot I_{\max PC} = 1,2 \cdot 600 = 720 - \text{условие выполняется.}$$

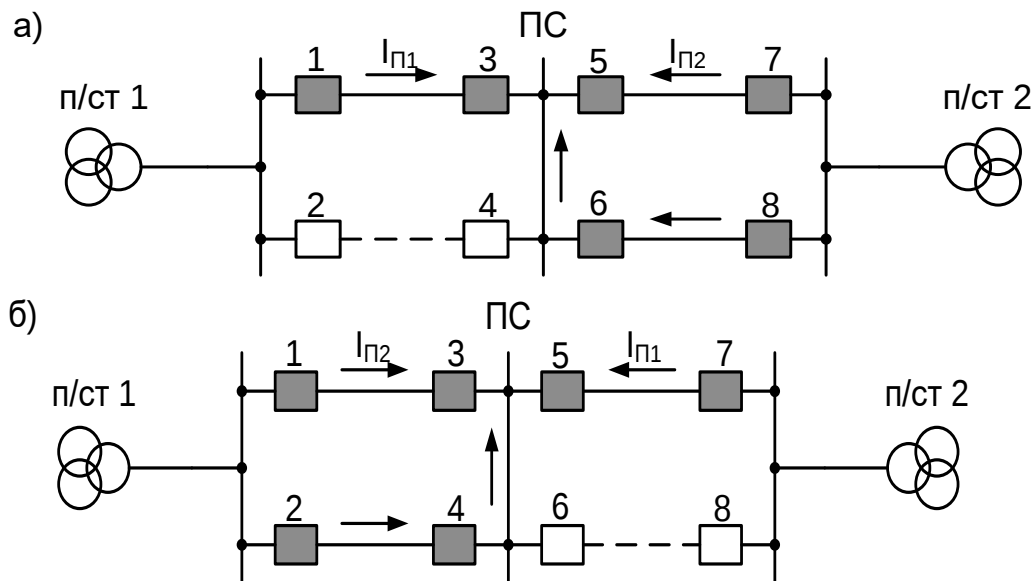


Рис. 14. Расчетные схемы для определения уставки срабатывания токовой отсечки: а) для выключателя 3; б) для выключателя 5.

При таком выборе уставок токовая отсечка по существу работает, если включены все четыре выключателя поста секционирования. Если включены три выключателя, токовая отсечка работает лишь в режиме максимальной мощности питающих подстанций, т.е. когда включено по два трансформатора. При двух отключенных фидерах токовая отсечка не работает.

В качестве второй ступени защиты поста секционирования в устройстве УЭЗФМ применена дистанционная ненаправленная защита с выдержкой времени, которая выбирается меньше выдержки времени второй ступени защиты подстанции. Обычно она составляет 0,25...0,3 с.

Уставку срабатывания второй ступени защиты поста секционирования определяют по формуле:

$$Z_{сз2} = K_q \cdot Z_{K3\max}, \quad (2.11.10)$$

где $K_q = 1,5$ – коэффициент чувствительности;

$Z_{K3\max} = Z_{22} \cdot l_1$ – максимальное сопротивление при КЗ на шинах подстанции (рис. 15а).

Следовательно: $Z_{сз2} = K_q \cdot Z_{22} \cdot l_1 = 1,5 \cdot (0,315 \cdot 16,8 + 0,24 \cdot 4,4) = 9,5 \text{ } \Omega$.

$Z_{сз2} \leq \frac{Z_{\min\text{ЛС}}}{K_3}$ – степень селективна по отношению к токам нагрузки.

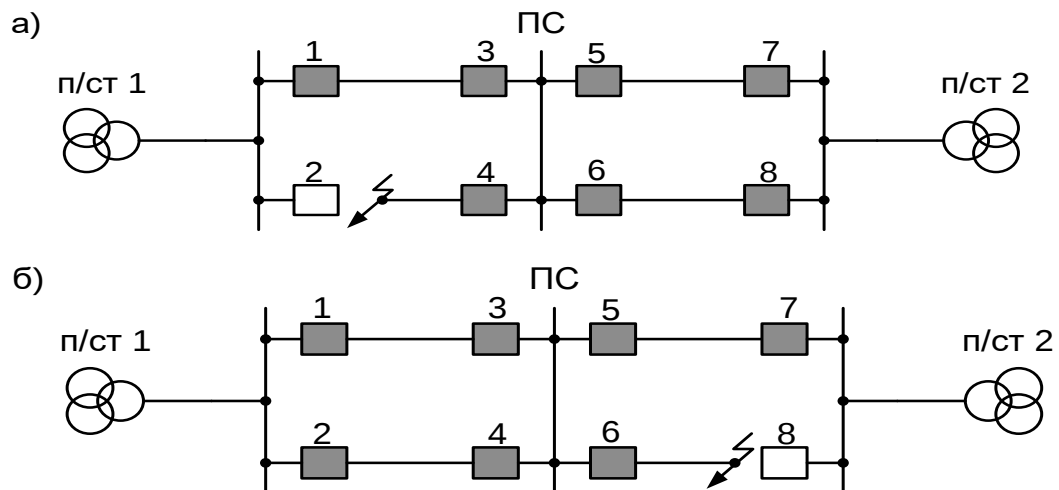


Рис. 15 Расчетные схемы для определения уставки срабатывания второй ступени защиты: а) для выключателя 3; б) для выключателя 5.

2. Расчет защиты выключателя 5

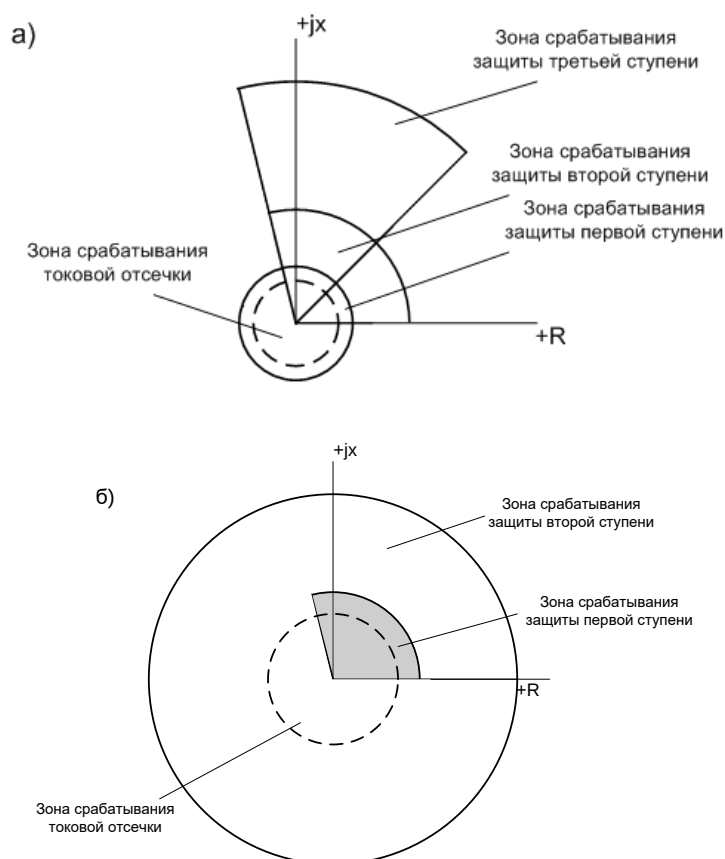


Рис. 16. Характеристики защит: а) тяговой подстанции; б) поста секционирования.

Как правило, нагрузки фидеров поста секционирования невелики (примерно вдвое меньше нагрузок фидера подстанции). По этой причине на посту секционирования нет необходимости вводить блокировки по содержанию третьей и высших гармоник и от бросков токов намагничивания.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель данного раздела – рассмотрение технического проекта с точки зрения целесообразности и эффективности его использования.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- планирование структуры работ технического проекта;
- определение сметы проекта;
- определение ресурсоэффективности проекта.

3.1 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в проектирования системы электроснабжения;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика выполнения проекта.

В рабочей группе предусматриваются два исполнителя: преподаватель и студент (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ Раб	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Постановка задачи	Изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	Руководитель
2	Обзор литературы	Изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	Бакалавр

Продолжение таблицы 3.1

3	Изучение особенностей основ расчета и проектирования электроснабжения	Подбор источников, касающихся расчетов и различных сторон технического проектирования	Бакалавр
4	Сбор и систематизация данных об электроприемниках	Уточнение коэффициентов мощности для каждого электроприемника	Бакалавр
5	Создание схемы системы электроснабжения и схемы электрических присоединений подстанции	Проектирование системы электроснабжения подстанции	Бакалавр
6	Проверка схемы руководителем	Согласование и ознакомление руководителя с принятым решением по созданию схемы электроснабжения	Руководитель
7	Выбор количества, мощности трансформаторов подстанции	Обоснование принятых решений по расчетам нагрузок тяговой подстанции	Бакалавр
8	Выбор токоведущих частей и аппаратуры	Выбор оптимального варианта оборудования необходимого для тяговой подстанции	Бакалавр
9	Выбор измерительной аппаратуры	Выбор оптимального варианта измерительной аппаратуры необходимого для тяговой подстанции	Бакалавр
10	Проверка токоведущих частей и аппаратуры	Обоснование выбора токоведущих частей и аппаратуры	Бакалавр
11	Проверка измерительной аппаратуры	Обоснование выбора измерительной аппаратуры	Руководитель Бакалавр
12	Построение селективности действия защитных аппаратов	Построение селективности с учетом принятой защитной зоны	Руководитель Бакалавр
13	Обработка результатов	Обоснование принятых решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	Бакалавр
14	Оформление записки	Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов бакалавром	Руководитель Бакалавр
15	Сдача выпускной квалификационной работы	Подготовка к защите и защита ВКР	Бакалавр

3.2 Определение трудоемкости выполнения технического проекта

Задачей расчёта является разработка системы тягового электроснабжения и экономическое обоснование принятых решений.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула, [10]:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемая трудоёмкость и время выполнения работ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Календарная продолжительность работ

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ		
			Минимально возможная	Максимально возможная	Ожидаемая
1	Постановка задачи	Руководитель	1	1	1
2	Обзор литературы	Бакалавр	6	7	7
3	Изучение особенностей основ расчета и проектирования электроснабжения	Бакалавр	2	5	4
4	Сбор и систематизация данных об электроприемниках	Бакалавр	7	15	11
5	Создание схемы системы электроснабжения и схемы электрических присоединений подстанции	Бакалавр	7	11	9

Продолжение таблицы 3.2

6	Проверка схемы руководителем	Руководитель	1	1	1
7	Выбор количества, мощности трансформаторов подстанции	Бакалавр	6	10	8
8	Выбор токоведущих частей и аппаратуры	Бакалавр	8	10	9
9	Выбор измерительной аппаратуры	Бакалавр	10	12	11
10	Проверка токоведущих частей и аппаратуры	Бакалавр	6	10	8
11	Проверка измерительной аппаратуры	Руководитель	1	1	1
		Бакалавр	9	13	10
12	Построение селективности действия защитных аппаратов	Руководитель	1	1	1
		Бакалавр	3	5	4
13	Обработка результатов	Бакалавр	4	8	6
14	Оформление записки	Руководитель	2	4	2
		Бакалавр	14	18	16
15	Сдача выпускной квалификационной работы	Руководитель	1	1	1
		Бакалавр	2	3	2

На основе таблицы 3.2 строим план-график проведения работ (рисунок 3.1). График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР.

Общая продолжительность выполнения расчетов составила 106 рабочих дней.

По данным таблицы 3.2 и по линейному графику (рисунок–3.1) продолжительность работ для исполнителей проекта составляет:

- для руководителя проекта 7 раб.дн.;
- для студента 105 раб.дн.

№	Вид работ	Исполнители	Т _р Д _к	Продолжительность выполнения работ											
				фев	март			апрель			май			июнь	
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Постановка задачи	Руководитель	1	-											
2	Обзор литературы	Бакалавр	7	-											
3	Изучение особенностей основ расчета и проектирования электроснабжения	Бакалавр	4		-										
4	Сбор и систематизация данных об электроприемниках	Бакалавр	11		-	-									
5	Создание схемы системы электроснабжения и схемы электрических присоединений подстанции	Бакалавр	9			-	-								
6	Проверка схемы руководителем	Руководитель	1				-								
7	Выбор количества, мощности трансформаторов подстанции	Бакалавр	8				-	-							
8	Выбор токоведущих частей и аппаратуры	Бакалавр	9					-	-						
9	Выбор измерительной аппаратуры	Бакалавр	11						-	-					
10	Проверка токоведущих частей и аппаратуры	Бакалавр	8							-	-				
11	Проверка измерительной аппаратуры	Руководитель	1									-			
		Бакалавр	10									-			
12	Построение селективности действия защитных аппаратов	Руководитель	1										-		
		Бакалавр	4										-		
13	Обработка результатов	Бакалавр	6										-		
14	Оформление записки	Руководитель	1											-	
		Бакалавр	16											-	
15	Сдача выпускной квалификационной работы	Руководитель	2												-
		Бакалавр	1												-

Рисунок 3.1 – План-график продолжительности работы.

3.3 Определение сметы проекта

В смету проекта включаются затраты на финансирование деятельности исполнителей: заработная плата всех работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту, отчисления во внебюджетные фонды, а также накладные расходы.

3.3.1 Заработная плата исполнителей проекта

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

где, $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная.

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p .$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_т + З_д + З_{рк}}{F_d} ,$$

где $З_т$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$З_д$ – стимулирующие выплаты;

$З_{рк}$ – доплата с учетом районного коэффициента, (для Томска $K_{рк} = 1,3$).

F_d – фонд рабочего времени персонала, раб.дн.

Расчет основной заработной платы приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб	Доплата, руб	Доплата с учетом районного коэффициента, руб	Месячный оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата, руб	Продолжительность, дн	Основная ЗП, руб
Руководитель	23264	2200	7639	33103	1273	7	8911
Бакалавр	8000	-	2400	10400	400	105	42000

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет полной заработной платы

Исполнители	Коэффициент дополнительной заработной платы	Основная заработная плата руб	Дополнительная заработная плата руб	Полная заработная плата тыс.руб
Руководитель	0,15	8911	1337	10,2
Бакалавр	0,12	42000	5040	47,0
Итого				57,2

3.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$З_{внеб} = 0,302 \cdot 57,2 = 17,3 \text{ тыс. руб.}$$

3.3.3 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат.

Результаты расчетов по затратам на полную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы и структура затрат приведена в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчет сметы проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс.руб.	Структура затрат, %
1. Затраты на полную заработную плату исполнителей проекта	57,2	64
2. Отчисления во внебюджетные фонды	17,3	19
3. Накладные расходы	14,3	16
Итого	89,0	100

Общая сумма затрат проекта по принятому варианту исполнения составляет 89 тыс. руб. Наибольшую часть суммы (64%) данного проекта составляет заработная плата исполнителям.

3.4 Расчет стоимости технических средств

Для реализации электроснабжения тягового участка требуются технические средства.

В качестве технических средств принимаются затраты на закупку:

- силовые трансформаторы для тяговой подстанции;
- трансформаторы собственных нужд;

- сборные гибкие (жесткие) шины и провода;
- выключатели высоковольтные;
- разъединители;
- транспортно – заготовительные расходы.

Стоимость технических средств сведены в таблице 3.6. [11-13]

Таблица 3.6 – Расчет стоимости технических средств

Наименование	Кол-во, шт.	Цена, тыс руб/шт.	Стоимость, тыс.руб.
Трансформаторы силовые ТДТНЖ-40000/110-79 У1	2	36000,0	72000,0
Трансформаторы ТСН ТМЖ –400/27,5/0,4	2	98,9	197,8
Высоковольтные выключатели ВЭБ – 110 - 40/2500	7	3200,0	22400,0
Высоковольтные выключатели ВВС - 35-20/1600	7	650,0	4550,0
Разъединители РГ – 110/1000	14	110,0	93,4
Разъединители РГ – 35/2000	14	76,1	1540,0
ОПН 110кВ, ОПНп-110/550/56-10-III-УХЛ1	6	28,7	172,2
ОПН 27.5кВ, ОПНп-27,5/550/30-10-IV-УХЛ1	6	9,7	58,0
Изоляторы 110кВ ПС-70	882	0,5	441
Изоляторы 27,5кВ ПС-70	126	0,5	63
Итого			101515,4

Стоимость технических средств учитывает затраты предприятия на их транспортировку и рассчитывается по формуле:

$$TЗР = C_{mc} \cdot \kappa_{тзр};$$

где C_{mc} – суммарная стоимость технических средств

$\kappa_{тзр}$ – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаемый $\kappa_{тзр}=1,1$.

$$TЗР = 101,5 \cdot 1,1 = 110 \text{ млн.руб.}$$

Для осуществления электроснабжения используются линии разного сечения, материала.

Длина линий, тип линий, условия их прокладки в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет стоимости комплектующих

Вид кабеля	Длина линии, км	Условия прокладки	Цена кабеля, руб/м	Общая стоимость, тыс.руб.
Шины и провода 110кВ АС - 400/51	1,5	В воздухе	359	538,50
Шины и провода 27,5кВ АС - 500/64	1,0	В воздухе	534	534,0
Итого				1072,5

Стоимость кабельных линий учитывает затраты предприятия на их транспортировку и рассчитывается по формуле:

$$TЗР = C_{кл} \cdot K_{тзр};$$

где $C_{кл}$ – суммарная стоимость кабельных линий

$K_{тзр}$ – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаемый $K_{тзр}=1,1$.

$$TЗР = 1,1 \cdot 1,1 = 1,2 \text{ млн.руб.}$$

Таблица 3.8 – Суммарная стоимость материальных ценностей

Наименование	Сумма, млн,руб	Структура затрат, %
Технические средства	110,0	99
Воздушные линии	1,2	1
Итого	111,2	100

Для реализации электроснабжения тягового участка Мариинск-Тяжин проектом предусмотрена закупка оборудования на сумму 111,2 млн.руб.

3.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности, [10]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;
 b_i^a , b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;
 n – число параметров сравнения.

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиям к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Экономичность: оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.
2. Гибкость: возможность частых перестроек технологии производства и развития предприятия.
3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для электротехнического персонала, так и для не электротехнического;
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии: качество электроэнергии, удовлетворяющее требованиям ГОСТ 13109-97.
5. Надежность: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.
6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступного, автоматизированного и адаптивного по конструкции техническим характеристикам электрооборудования на предприятии.
7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня потребления энергии в зданиях либо при технологических процессах на производстве.

Весовые коэффициенты характеристик проекта приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Экономичность	0,15	4
2. Гибкость	0,10	4
3. Безопасность	0,15	5
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии	0,18	5
5. Надежность	0,20	5
6. Простота и удобство эксплуатации	0,07	5
7. Энергоэффективность	0,15	4
Итого	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_p = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,5 + 5 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности и помехоустойчивости позволяют судить о надежности системы.

В данном разделе выпускной квалификационной работы была рассчитана сумма затрат на проектирование системы электроснабжения тягового участка Мариинск – Тяжин. Общая сумма затрат проекта по принятому варианту исполнения составляет 89,0 тыс.руб.

Проектом предусмотрена закупка всего оборудования для реализации проекта в размере 11,2 млн.руб.

4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально - экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды при работе на тяговой подстанции.

Для осуществления производства на данной ТП установлено соответствующее оборудование (20 единиц). Технологический процесс включает в преобразование электроэнергии до необходимого значения напряжения для питания потребителей.

Персонал, обслуживающий электроустановки и оборудование тяговых подстанций, работает в условиях возможного воздействия ряда неблагоприятных для здоровья факторов, обусловленных состоянием помещений и характером производства. В связи с этим, обязательным является соблюдение санитарных норм проектирования промышленных предприятий СП 2.2.1.1312-03.

4.1 Анализ опасных и вредных факторов

К числу вредных производственных факторов относятся: неблагоприятные метеорологические условия, высокие уровни шума, электромагнитные и ионизирующие излучения, газы, пары, яды, механические факторы, могущие привести к травмированию персонала.

К опасным на данном производстве относятся следующие факторы:

- Возможность получения механических травм при обслуживании электроустановок (падение);

- Возможность поражения электрическим током (работа со сварочным аппаратом, случайное прикосновение к токоведущим частям оборудования).

4.2 Производственная санитария

Согласно ГОСТ 12.0.002-97 производственной санитарией называется система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Для создания нормальных условий работы объем производственных помещений должен составлять на одного работающего не менее 15 м, площадь не менее 4,5 м, при высоте помещения не меньше 3,2 м.

В цехах должны быть предусмотрены гардеробные, душевые, помещения для приема пищи и отдыха.

4.2.1 Воздух рабочей зоны

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

По ГОСТ 12.1.005-97ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Эти данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Нормируемое качество воздуха

Сезон года	Категория работы	Температура, С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный периоды года	Па	18-20	60-40	0,2
Теплый период года	II а	21-23	60-40	0,3

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа относится к категории средней тяжести Па (СанПиН 2.2.4.548-96).

4.2.2 Вентиляция

При осуществлении любого производственного процесса, как правило, всегда выделяется теплота. Источниками теплоты являются печи, котлы, паропроводы и т. д. Теплота выделяется при сжигании топлива, нагреве, при переходе электроэнергии в теплоту и т. п.

Многие производственные процессы сопровождаются выделением пыли. Проникая в организм человека при дыхании, при заглатывании и через поры кожи могут вызвать различные заболевания. Поэтому для поддержания микроклимата в цехах завода в оптимальном состоянии используется вентиляция помещений.

Вентиляция позволяет осуществлять регулируемый воздухообмен, обеспечивающий нормальные санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

На ТП используется общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция, для очистки загрязненного воздуха в аккумуляторных батареях.

4.2.3 Защита от шума

Так же к вредным факторам на производстве относиться шум. Повышение звукового давления негативно влияет на орган слуха. Для измерения громкости (в децибелах Дб) может быть использован двушкальный шумомер. В цехе допускается громкость около 100 Дб. Громкость выше 140 Дб может вызвать болевой эффект.

Шум на исследовательском рабочем месте создаётся вентиляционной системой и производственным оборудованием (станки).

В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение,

специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

4.2.4 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с ГОСТ Р 54984 – 2012 (проходы между оборудованием не менее 5лк, остальная территория тяговой подстанции не менее 1лк).

Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятии, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Все цеха завода имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а так же зависит от погодных условий.

Поэтому цеха обеспечиваются естественным и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются лампы ДРЛ и LED.

4.3 Электробезопасность

Электрический ток представляет значительную опасность для здоровья человека непосредственно при контакте человека с токопроводящей поверхностью. Рассматриваемый цех в данной работе относится к помещениям с повышенной опасностью.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

- термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;
- электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
- механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;
- биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц.

При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека.

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является –

ГОСТ 12.1.009-76.

Для защиты персонала от поражения электрическим током ТП используются следующие меры: защита от случайного прикосновения; защитное заземление; зануление; использование основных и дополнительных средств защиты.

4.3.1 Защита от случайного прикосновения

Для исключения возможности случайного прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям в цехах завода обеспечивается их

недоступность путем ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступную высоту.

Ограждения применяются как сплошные, в виде кожухов и крышек, применяемые в электроустановках до 1000 В, так и сетчатые, которые имеют двери, запирающиеся на замок.

в электроустановках до 1000 В ограждаются – неизолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением части ЭД, пусковая аппаратура, открытые плавкие вставки.

В электроустановках выше 1000 В – все без исключения токоведущие части (изолированные и неизолированные) должны быть надежно ограждены сетками, закрыты металлическими дверями, заключены в металлические ящики или расположены на недоступной высоте.

Блокировки применяются в электроустановках, в которых часто производятся работы на ограждаемых токоведущих частях и электрических аппаратах. Электрические блокировки осуществляют разрыв цепи специальными контактами, которые устанавливаются на дверях кожух. Блокировки применяются также для предупреждения ошибочных действий персонала при переключениях.

4.3.2 Защитное заземление

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокведущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.). Основное назначение защитного заземления – устранение опасности поражения персонала электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования.

В качестве примера рассчитаем защитное заземление. Исходные данные примем произвольно.

Исходные данные:

- Сопротивление верхнего слоя земли, ρ_1 , Ом×м; $\rho_1=300$ Ом×м
- Сопротивление нижнего слоя земли, ρ_2 , Ом×м; $\rho_2=50$ Ом×м
- Толщина верхнего слоя земли, h , м; $h = 1,8$ м

Предварительно принимаются следующие расчетные величины:

1) длина горизонтальных заземлителей, м:

$$L_{\Gamma} = (22 \div 25) \sqrt{S_{\text{ТП}}} = 22 \times \sqrt{12100} = 2420.$$

2) число вертикальных электродов, шт:

$$n_B = (0,3 \div 0,35) \sqrt{S} = 0,3 \times \sqrt{12100} = 33.$$

3) длина вертикального электрода:

$$l_B \geq 2 \times h,$$

Где: h - толщина верхнего слоя земли ($h=1,8$ м), м;

$S_{\text{ТП}}$ - площадь контура заземления, м^2 .

Расчёт длины вертикального электрода, м:

$$l_B \geq 2 \times h = 2 \times 1,8 = 3,6.$$

4) общая длина вертикальных электродов, м:

$$L_B = n_B \times l_B = 33 \times 3,6 = 118.$$

5) расстояние между вертикальными электродами, м:

$$a \geq 2 \times l_B = 2 \times 3,6 = 7,2.$$

6) глубина заложения горизонтальных электродов h_{Γ} принимается равной 0,8 м.

Площадь заземляющего контура $S_{\text{ТП}}$ принимаем = 12100 м^2

Сопротивление заземляющего контура, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S_{\text{ТП}}}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_B},$$

где $\rho_3 = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\alpha} \times \rho_2$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом×м:

Если выполняется условие: $0 < \frac{l_B + h_{\Gamma}}{\sqrt{S_{\text{ТП}}}} = \frac{3,6 + 0,8}{\sqrt{12100}} = 0,04 \leq 0,1$,

то:

$$A = \left(0,444 - 0,84 \times \frac{l_B + h_r}{\sqrt{S_{ТП}}} \right) = \left(0,444 - 0,84 \times \frac{2,8 + 0,8}{\sqrt{12100}} \right) = 0,41.$$

Если выполняется условие: $1,0 < \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{300}{50} = 6 \leq 10,0$,

то:

$$\alpha = \left(0,43 \times \frac{h - h_r}{l_B} + 0,27 \times \lg \frac{a}{l_B} + 0,04 \right) = \left(0,43 \times \frac{1,8 - 0,8}{3,6} + 0,27 \times \lg \frac{7,2}{3,6} + 0,04 \right) = 0,241.$$

Расчёт эквивалентного сопротивления грунта, Ом×м:

$$\rho_3 = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\alpha \times \rho_2 = \left(\frac{300}{50} \right)^{0,24} \times 50 = 112,3,$$

По формуле (4.4.1), Ом:

$$R_3 = 0,41 \times \frac{112,3}{\sqrt{12100}} + \frac{112,3}{2420 + 118} = 0,46.$$

Полученное значение сопротивления заземляющего контура R_3 не должно превышать 0,5 Ом для ТП переменного тока.

Поскольку выполняется условие $R_3 \leq R_d$, расчет защитного заземления выполнен верно.

Стоит отметить, что защитное заземление не всегда может быть эффективным. Тогда прибегают к занулению.

4.3.3 Зануление

Защитное зануление в электроустановках напряжением до 1 кВ - преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухо заземлённой невидалью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухо заземлённым выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

Зануление применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью.

При занулении корпуса электрооборудования соединяются не с заземлителями, а с нулевым проводом.

Принцип действия: зануление превращает замыкание на корпус в однофазное короткое замыкание, в результате чего срабатывает максимальная токовая защита и селективно отключает поврежденный участок сети. Кроме того, зануление снижает потенциалы корпусов, появляющиеся в момент замыкания на землю. При замыкании на зануленный корпус ток короткого замыкания проходит через обмотки трансформатора, фазный провод и нулевой провод.

4.4 Пожарная безопасность

Цех тяговой подстанции, согласно Федеральному закону РФ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», относится к категории «Д», т.е. это производство, в котором обрабатываются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

Противопожарная защита имеет своей целью изыскание наиболее эффективных, экономически целесообразных и технически обоснованных способов и средств предупреждения пожаров и их ликвидации с минимальным ущербом при наиболее рациональном использовании сил и технических средств тушения.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры: применение не горючих и трудно горючих веществ и материалов в производстве, ограничения количества горючих веществ и их надлежащее размещение; изоляция горючей среды; применение средств коллективной и индивидуальной защиты от огня и средств пожарной сигнализации.

Все цеха оборудуются электрической пожарной сигнализацией, которая служит для быстрого извещения службы пожарной охраны о возникшем пожаре.

Помимо пожарного оборудования в местах, определенных пожарной охраной, должны быть размещены пожарные щиты со следующим набором

пожарного оборудования: топоров – 2; ломов и лопат – 2; багров железных – 2; ведер, окрашенных в красный цвет – 2; огнетушителей – 2.

4.5 Охрана окружающей среды

Важными направлениями охраны окружающей среды следует считать совершенствование технологических процессов и разработку нового оборудования с меньшим уровнем выбросов в окружающую среду, замену и по возможности широкое применение дополнительных методов и средств защиты окружающей среды.

Также из-за использования обтирочных материалов образуются твердые отходы, для которых предусмотрены места хранения, и в конце смены они очищаются. При удалении отходов с территории предприятия им присваиваются категории опасности и вывозятся на соответствующие полигоны (промышленных отходов, токсичных отходов и т.д.).

В качестве дополнительных средств защиты применяют аппараты и системы для очистки газовых выбросов, сточных вод от примесей. Важную роль в защите окружающей среды отводится мероприятиям по рациональному размещению источников загрязнения: оптимальное расположение промышленных предприятий с учетом местности; установление санитарно-защитных норм вокруг промышленных предприятий.

Производственные сточные воды после соответствующей очистки могут быть повторно использованы в технологическом процессе, для чего создаются системы оборотного водоснабжения либо замкнутые (бессточные) системы водоснабжения и канализации, при которых исключается сброс каких-либо вод в водоёмы.

Вследствие использования работниками душевых и туалетов образуются жидкие отходы для удаления, которых применяют канализационную систему.

4.6 Эвакуация людей из зданий и помещений

В соответствии с требованиями главы СНиП 11-2-80 эвакуационные пути должны обеспечивать эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений, в течение необходимого времени эвакуации. Расчетное время эвакуации людей из помещений и зданий определяют исходя из протяженности эвакуационных путей и скорости движения людских потоков на всех участках пути от наиболее удаленных мест до эвакуационных выходов.

Заключение

В работе рассчитана сеть тягового электроснабжения участка Мариинск – Тяжин.

В результате расчетов были определены:

- полная расчетная нагрузка тяговой подстанции,
- определено число и мощность подстанционных силовых трансформаторов.

Электроснабжение тягового участка осуществляется от двух подстанций энергосистемы, которые находятся на расстоянии 52 км. Питание подстанций осуществляется по двух цепной воздушной линии напряжением 110 кВ. На подстанции, с целью обеспечения надежности электроснабжения, устанавливаются два силовых трансформатора ТДТНЖ-40000/110/27,5/10-У1.

На открытых распределительных устройствах 110 кВ шины выполнили проводами марки АС-400/51 и устройствах 27,5 кВ проводами марки АСО- 700/93.

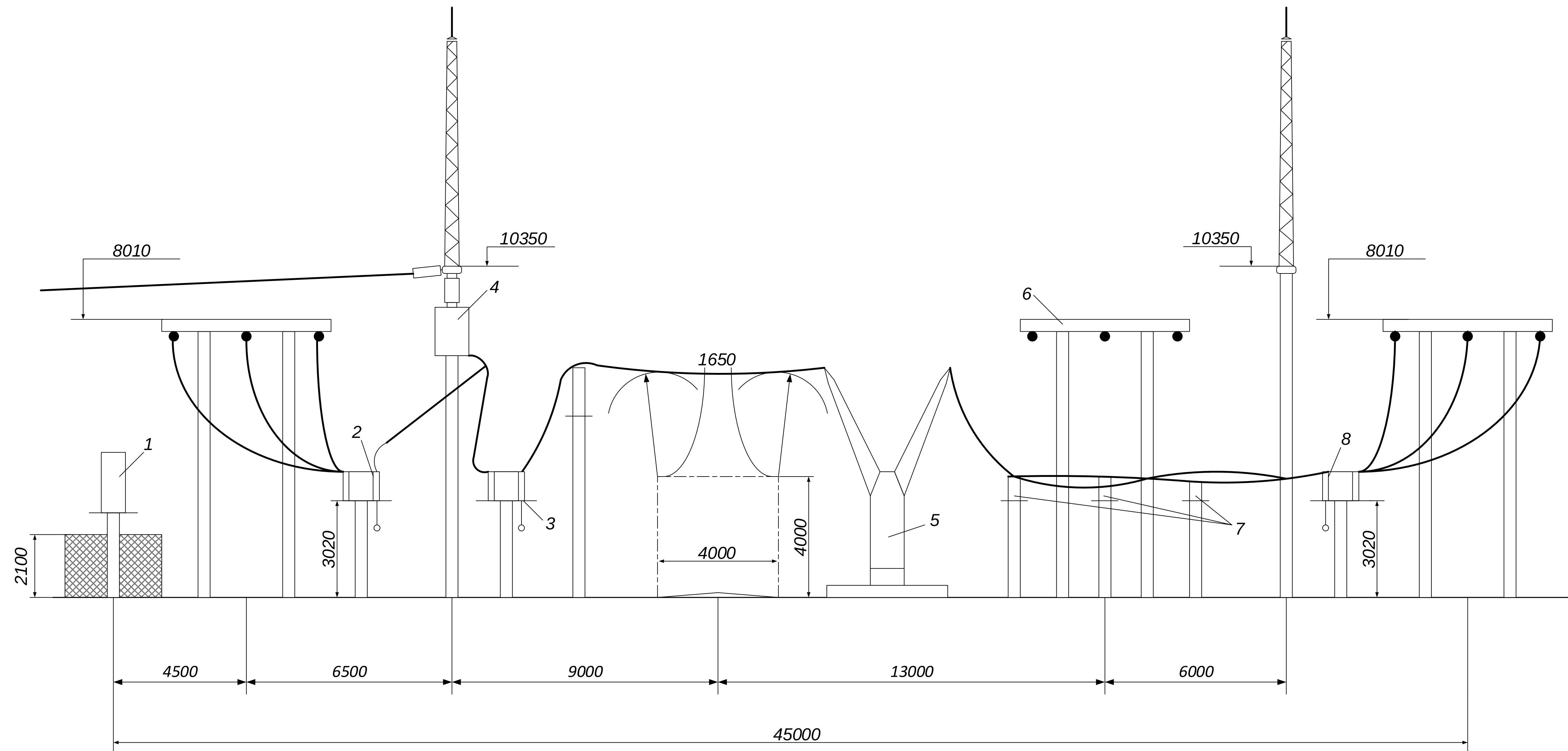
Произвели выбор и проверку высоковольтного оборудования (по току номинальному и напряжению).

На тяговом участке Мариинск – Тяжин рассчитали токи КЗ и проверили проверку селективности действия защитных аппаратов.

Список использованной литературы

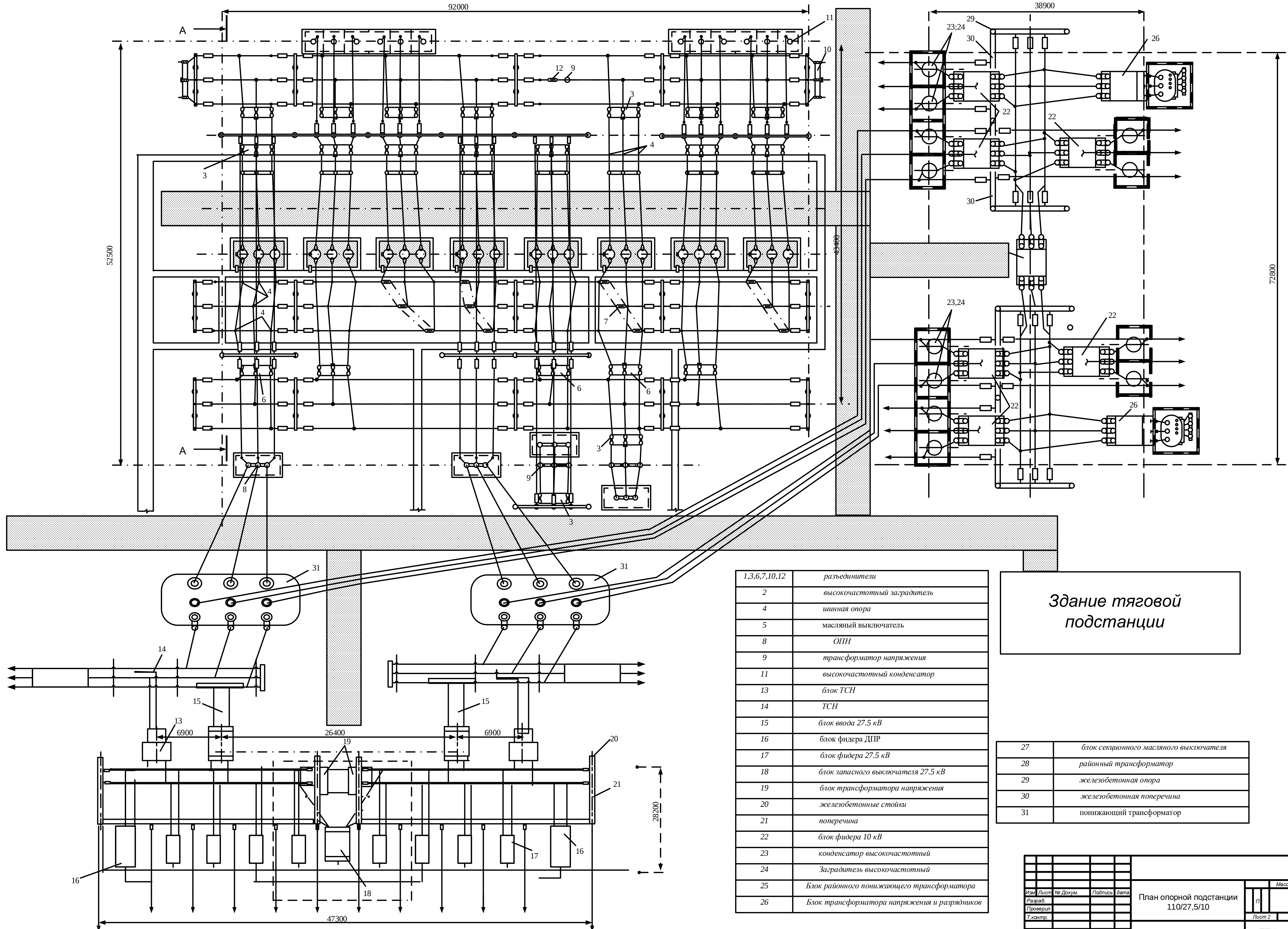
- 1 Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. -4-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 1986.- 424 с.
- 3 Нормы технологического проектирования электрификации железных дорог.-М.: Транспорт, 1983.-57 с.
- 4 Бей Ю.М., Мамошин Р.Р. и др. Тяговые подстанции: Учебник для вузов железнодорожного транспорта.-М.: Транспорт, 1986.-319 с.
- 5 Васильев А.А., Крючков И.П. и др. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов - М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.
- 6 Гринберг-Басин М.М. Тяговые подстанции: Пособие по дипломному проектированию.- М.: Транспорт, 1986- 168 с.
- 7 Давыдова И.К., Попов Б.М., Эрлих В.М. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования.- М.: Транспорт, 1978.- 416 с.
- 8 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования; Учебное пособие для вузов. -М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 9 Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. -М. Транспорт, 1983.- 496 с.
- 10 Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.
- 11 Прайс лист разъединителей_[электронный ресурс]. – Режим доступа <http://velsnab.ru/price/> свободный.
- 12 Высоковольтное оборудование [электронный ресурс]. – Режим доступа <http://bizorg.su/ekaterinburg-rg/c2376-elkom/transformatory-toka>, свободный.
- 13 Кабельная продукция [электронный ресурс]. – Режим доступа <http://volcable.ru/katalog-produktsii/provoda/as/>, свободный.

A-A



- 1 – заземляющий разъединитель;
- 2 – обходной разъединитель;
- 3 – линейный разъединитель ячеек трансформатора;
- 4 – заградительный реактор;
- 5 – выключатель с встроенными трансформаторами тока;
- 6 – железобетонный портал;
- 7 – опорные шинные изоляторы;
- 8 – шинные разъединители.

[illegible]



1,3,6,7,10,12	разъединители
2	высокочастотный заградитель
4	шинная опора
5	масляный выключатель
8	ОПН
9	трансформатор напряжения
11	высокочастотный конденсатор
13	блок ТСН
14	ТСН
15	блок ввода 27.5 кВ
16	блок фидера ДПР
17	блок фидера 27.5 кВ
18	блок запасного выключателя 27.5 кВ
19	блок трансформатора напряжения
20	железобетонные стойки
21	поперечина
22	блок фидера 10 кВ
23	конденсатор высокочастотный
24	Заградитель высокочастотный
25	Блок районного понижающего трансформатора
26	Блок трансформатора напряжения и разрядников

Здание тяговой подстанции

27	блок секционного масляного выключателя
28	районный трансформатор
29	железобетонная опора
30	железобетонная поперечина
31	понижающий трансформатор

Изм.	Лист	№ Докум.	Подпись	дата	План опорной подстанции 110/27,5/10		Масса	Масшт.
Разраб.							л	
Проверил							Лист 2	Листов 4
Т.контр.								
Н.контр.					ТПУ гр.3-5Г13			
Утв.								

Поз. обозн.	Наименование				Кол.	Примечание
Элем.	Наименование				Кл.	Прим.
	ОРУ – 110 кВ					
Q1	Выключатель ВЭБ – 110/2500				8	
QS1	Разъединитель РГ – 110/1000				24	
TA1	Трансформатор тока ТВ - 110 – 600/5				16	
TA2	Трансформатор тока ТВ - 110 – 1000/5				2	
TV1	Трансформатор напряжения 3х3НОГ - 110				2	
T1,2	Силовой трансформатор ТДТНЖ-40000/110-27,5/10- У1				2	
RU1	ОПНп-110/550/56-10-III-УХЛ1				2	
	ОРУ – 10кВ					
Q4	Выключатель ВБЭ-10-3150				3	
Q5	Выключатель ВБЭ-10-3150				6	
QS4	Разъединитель РВК-10/3000				20	
TA5	Трансформатор тока ТВ-10 -2500/5				3	
TA6	Трансформатор тока 2×ТПЛК - 10 -500/5				6	
RU3	ОПНп-10/550/УХЛ1				2	
TV3	Трансформатор напряжения 3х3НОМ – 10-У3				2	
	ОРУ – 27,5 кВ					
QS2	Разъединитель трехполюсной РГ – 35/1000				14	
QS3	Разъединитель однополюсной РГ – 35/1000				29	
TV2	Трансформатор напряжения 2х3НОМ – 35-У1				4	
Q2	Выключатель трехполюсной ВВС-27,5-1600				6	
Q3	Выключатель однополюсной ВВС-27,5-1600				7	
RU2	ОПНп-27,5/550/30-10-IV-УХЛ1				10	
TA3	Трансформатор тока ТВ-35 -1500/5				6	
TA4	Трансформатор тока ТВ-35 -1000/5				7	
T3,4	Трансформатор собственных нужд ТМЖ-400/27,5/0,4				2	
					Лист 4	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		