

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 14 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция воздушной линии напряжением 35 кВ Спасск –
Ярцево с заменой опор и провода

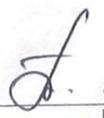
Исполнитель
студент группы 542-062


_____ 13.06.2019
подпись, дата А.Е. Андрусенко

Руководитель
доцент


_____ 13.06.2019
подпись, дата А.Г. Ротачева

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


_____ 13.06.2019
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 14.06.2019
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Андрусенко Ивана
Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция воздушной линии напряжением 35
кВ Спасск - Ярцево с заменой опор и проводов
(утверждено приказом от 04.04.19 № 753-УТ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материал по
предпроектной практике, однолинейная схема
Амурской области

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

общая характеристика района проектирования;
реконструкция подстанций; расчет режимов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 7 шт.;
таблицы - 3, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологич-
ности А.Б. Бугаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент 

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2019 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 16 рисунков, 31 таблицу, 84 формулы, 39 источников, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, МОЩНОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант развития сети Амурской области при реконструкции воздушной линии 35 кВ «Спасск» – «Ярцево». Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции «Спасск». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана микропроцессорная защита трансформаторов. Произведен расчет режимов. Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ 35 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Определены основные меры техники безопасности при реконструкции ВЛ, ПС и эксплуатации электротехнического оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Климатическая характеристика Архаринского района	9
2 Описание существующей схемы электроснабжения в Архаринском районе	11
3 Характеристика источников питания в рассматриваемом РЭС	14
4 Характеристика потребителей ПС «Ярцево»	16
5 Расчет характеристик электрических нагрузок ПС «Ярцево»	18
5.1 Проверка рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Ярцево»	18
6 Выбор компенсирующих устройств	20
7 Выбор сечения ВЛ «Спасск» - «Ярцево»	21
8 Оценка надежности питания ПС «Ярцево»	23
9 Расчет токов короткого замыкания	30
10 Выбор оборудования РУ ПС «Спасск»	42
10.1 Выбор выключателей 35 кВ	42
10.2 Выбор выключателей 10 кВ	46
10.3 Выбор разъединителей	47
10.4 Выбор трансформаторов тока	47
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	50
10.6 Выбор гибкой ошиновки	53
10.7 Выбор жестких шин 10 кВ	53
10.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	55
11 Расчет режима работы сети	60
11.1 Анализ установившегося нормального режима до реконструкции	64
11.2 Анализ послеаварийного режима до реконструкции	69
12.3 Анализ установившегося нормального после реконструкции	73
12.4 Анализ послеаварийного режима после реконструкции	77

12	Защита от прямых ударов молнии	81
13	Организационно-экономическая часть	83
13.1	Описание реконструируемой сети	83
13.2	Определение затрат на реализацию проекта	83
13.3	Жизненный цикл объекта	87
14	Безопасность и экологичность	88
14.1	Безопасность проекта	88
14.2	Экологичность проекта	93
14.3	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	102
	Библиографический список	103
	Приложение А Защита трансформатора на ПС «Спасск»	107
	Приложение Б Выбор типа опор и изоляторов	126

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводственных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйства городов и поселков. При этом более 70 % потребления приходится на промышленные объекты. Все сельскохозяйственные предприятия пользуются электроэнергией, все жилые дома в населенных пунктах имеют электрический ввод.

Главная задача – это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. Правильное электроснабжение заключается в снижении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил, форм и, прежде всего, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к промышленным объектам, установкам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до и выше 1000 В и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие электрических сетей напряжением 35 кВ Амурской области ОАО ДРСК в связи с реконструкцией ВЛ 35 кВ «Спасск» - «Ярцево». Реконструкция ВЛ связана с выработавших свой ресурс провода, опор, изоляции с целью снижения эксплуатационных затрат и обеспечение бесперебойного, и качественного электроснабжения потребителей.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что снизит эксплуатационные затраты и обеспечит бесперебойное, и качественное электроснабжения потребителей и тем самым повысит уровень жизни населения.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразной замены провода и опор в схеме электроснабжения.

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ 35 кВ питания ПС «Ярцево». Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Спасск», и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АРХАРИНСКОГО РАЙОНА

Площадь Архаринского района – 14,6 тысяч км². Архаринский район занимает крайний юго-восток области в бассейне реки Архары. Граничит на северо-западе и западе с Бурейским районом Амурской области, на востоке с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, на юго-востоке с Облученским районом Еврейской автономной области, на юго-западе и юге – государственная граница с КНР.

Архаринский район расположен в умеренном климатическом поясе. Ее климат ультраконтинентальный с муссонными чертами. Средняя годовая температура воздуха от 0° до –8°. Абсолютный максимум составляет 42°. Абсолютный минимум - 58°. Средняя годовая температура воздуха колеблется в пределах от 0° до –8°.

Почвы - лугово-черноземовидные (до 90%). На них обильно растет луговая и лугово-болотная травянистая растительность, местами травяная растительность чередуется с кустарниковой и древесной растительностью, но как правило это возвышенные участки или надпойменные террасы.

В Архаринском районе 49 населённых пунктов. В него входят 16 муниципальных образований, в том числе 1 городское поселение и 15 сельских поселений. Населённые пункты в Архаринском районе расположены в основном вдоль рек и железной дороги.

Численность населения района по результатам 01.01.2019 г. - 14 245 человек.

В связи с изменением статуса железнодорожной станции Архара, закрытием локомотивного эксплуатационного депо на железнодорожной станции Архара, пункта технического обслуживания на железнодорожной станции Архара, Богучанского угольного разреза, а также ряда других предприятий до 50 % трудоспособного населения Архаринского района являются безработными. Имеется тенденция к оттоку трудоспособного населения из Архаринского района.

Основные климатические характеристики района, согласно, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	4
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-43
Среднегодовая температура воздуха, °С	2,4
Высшая температура воздуха, °С	36,7
Число грозových часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<40
Вес снегового покрова, кг/м ²	120
Продолжительность отопительного периода, сут.	221
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	III
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,99
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	1,0-1,5

Указанные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

2 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В АРХАРИНСКОМ РАЙОНЕ

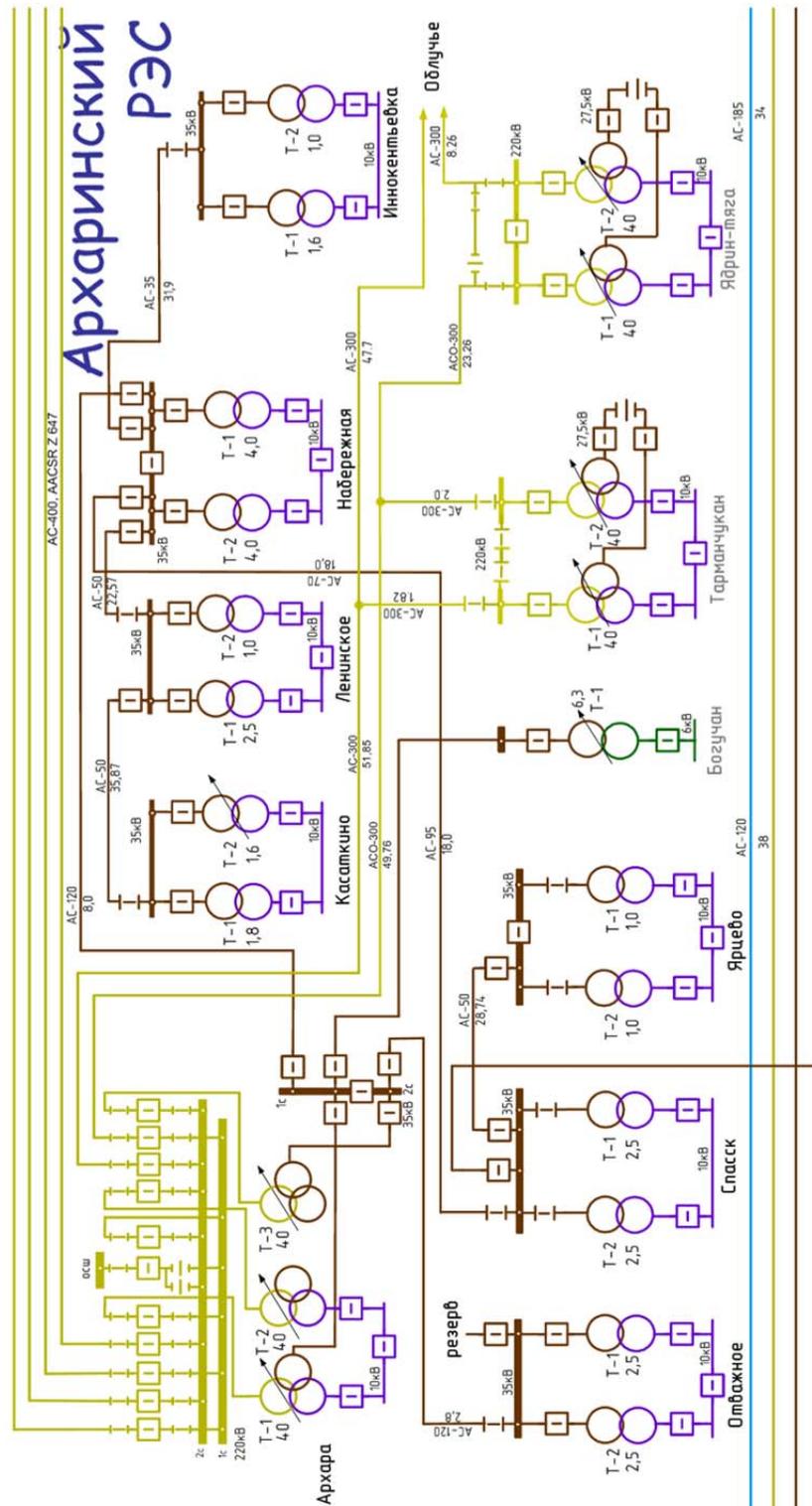


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения Архаринского РЭС

На рисунке 1 представлена существующая схема электроснабжения потребителей в районе проектирования ВЛ и ПС 35 кВ.

Как видно на рисунке основной подстанцией в данном районе является «Архара», при этом питание подстанции осуществляется по двухцепным ВЛ 220 кВ от Райчихинской ГРЭС и Нижне-Буреской ГЭС. С секции шин среднего напряжения ПС «Архара» идёт линия 35 кВ на ПС «Набережная». С секций шин высокого напряжения ПС «Набережная» по ВЛ 35 кВ идёт питание ПС «Спасск», «Иннокентьевка», «Ленинское». ПС «Ярцево», получающая питание по ВЛ протяженностью 28,74 км и выполненной проводом марки АС-50/8, от шин 35 кВ ПС «Спасск», является тупиковой.

Схема распределительных устройств высокого напряжения на ПС «Набережная» – «одна рабочая секционированная выключателем система шин», на ПС «Ярцево» – «мостик с выключателем в цепях линий», на ПС «Спасск» – «два блока и не автоматической переемычкой со стороны линии» схема распределительно устройства низкого напряжения на ПС «Набережная» и ПС «Ярцево»: одна секционированная выключателем система шин.

Тип трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС «Архара» ТДТН 40000/220/35/10, номинальной мощностью 40 МВА и обеспечены устройством регулирования напряжения под нагрузкой. На ПС Набережная установлены 2 трансформатора типа ТМ-4000/35/10, на ПС «Спасск» и ПС «Ярцево» установлен аналогичный тип трансформаторов, но меньшей мощности, соответственно 2,5 МВА и 1,0 МВА. Данные о максимальной загрузке трансформаторов представлены в таблице 2

Таблица 2 – Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
«Набережная»	Т1 – 4,0 МВА	1,15	29	68,29
	Т2 – 4,0 МВА	1,58	39	

Продолжение таблицы 2

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
«Спасск»	T1 – 2,5	0,39	15	15
	T2 – 2,5 МВА			
«Ярцево»	T1 – 1,0 МВА			14
	T2 – 1,0 МВА	0,13	14	

Анализ данных по загрузке трансформаторов на ПС показывает что нагрузка даже в режиме зимнего максимума незначительна, и остается значительный резерв мощности. Максимальная загрузка трансформаторов приходится на ПС «Набережная» 39%, даже при отключении одного трансформатора загрузка оставшегося в работе остается меньше предельного значения.

Таблица 3 – Данные воздушных линий в режиме зимнего максимума

Наименование ВЛ	Сечение провода (мм ²)	Длина ВЛ (км)	Нагрузка (А)	Длительно допустимый ток (А)
«Набережная» – «Спасск»	95	18,0	7,9	330
«Спасск» – «Ярцево»	50	28,74	2,1	210

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ В РАССМАТРИВАЕМОМ РЭС

В качестве ИП принята ПС 220/35/10 кВ «Архара».

Целесообразность выбора обосновывается следующими факторами: выбранная ПС 220 кВ является мощнейшей (трансформаторы 40 МВА) ПС. Именно от нее питается ПС «Набережная», располагающаяся на расстоянии 8 км, от которой проходит транзит мощности на ПС «Спасск».

ПС 220/35/10 кВ «Архара» – самая мощная ПС Архаринского района Амурской области, предназначенная для электроснабжения города Благовещенска и поставки электроэнергии в приграничный район Китая – город Хэйхэ.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема источника питания для ПС «Набережная» рассматриваемого района электрических сетей «Архара».

Распределительное устройство высоко напряжения в данном случае выполнено по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин с обходной системой и шиносоединительным выключателями», РУСН 35 кВ выполнено как «одна секционированная система шин».

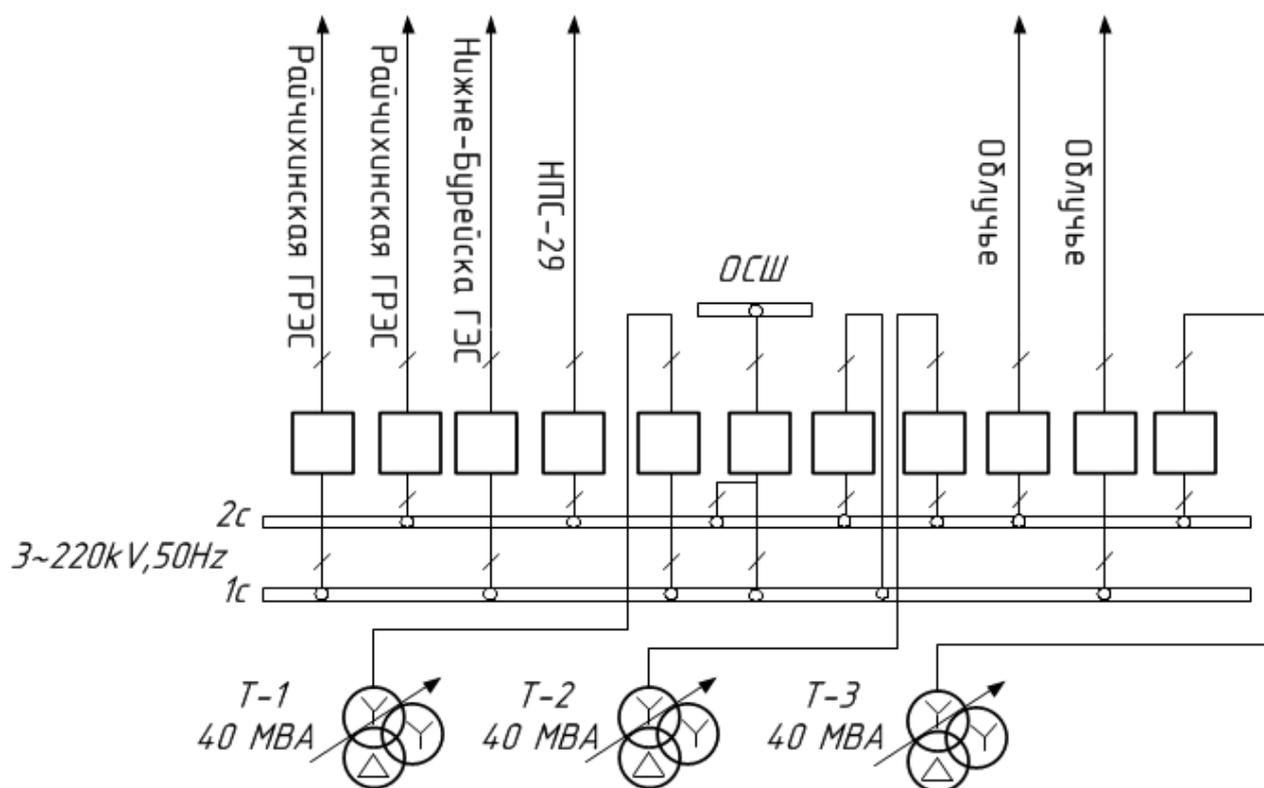


Рисунок – 2 ПС «Архара»

В качестве основного силового оборудования на ПС установлены три трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН – 40000/220/35/10 номинальной мощностью 40 МВА имеющий систему охлаждения в виде принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляцией масла с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой.

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «ЯРЦЕВО»

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории [12]:

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории- все остальные электроприемники.

Исходя из этих определений возникает ряд правил:

-электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв их электроснабжения может быть нарушен лишь на время автоматического восстановления питания;

-электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;

-для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы

электрооборудования необходимые для ремонта или замены элемента системы, не превышают 1 сутки.

В отношении качества электроэнергии при проектировании электрических сетей должны соблюдаться требования ГОСТ «Электрическая энергия». Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения». В основном это вопросы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает реконструкцию электрической сети напряжение 35 кВ от ПС «Спасск» до ПС «Ярцево».

5 РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПС «ЯРЦЕВО»

При проектировании подстанции и сетей необходимо учитывать не только данные по максимальной мощности нагрузки, но и такие характеристики как средняя мощность нагрузки (используется при выборе трансформаторов), эффективная (используется при определении уровня потерь электроэнергии в сети). Полученные данные приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики нагрузки

ПС	«Ярцево»
Активная максимальная (МВт)	0,12
Активная средняя (МВт)	0,089
Активная эффективная (МВт)	0,09
Реактивная максимальная (Мвар)	0,08
Реактивная средняя (Мвар)	0,059
Реактивная эффективная (Мвар)	0,06

Полученные данные используем для дальнейших расчетов при выборе силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и линий электропередачи.

5.1 Проверка рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Ярцево»

В этом подразделе определяется номинальное напряжение на котором подключена ПС «Ярцево». Это одна из основных характеристик электроустановок, которая определяет капиталовложения и расходы в процессе эксплуатации сети. Поэтому выбранный уровень номинального напряжения должен отвечать требованиям экономической целесообразности при финансировании проекта. В данной работе рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А.Илларионова [4]:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1)$$

где $U_{РАЦ}$ – рациональное напряжение передачи мощности P по линии длиной L .

Эта эмпирическая формула позволяет получать точное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ. Следует учитывать то, что P это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двух цепная, то мощность делится на два.

Определяем рациональное напряжение в случае питания ПС «Ярцево» по двухцепной ВЛ от ПС «Спасск» (кВ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28,74} + \frac{2500}{0,38}}} = 12,32$$

Делаем вывод о том, что номинальное напряжение ПС «Ярцево» остается прежним 35 кВ, и подключение выполняется на указанном уровне напряжения.

6 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При выборе типа и мощности силовых трансформаторов на ПС «Ярцево», сечения проводов ВЛ для питания данной ПС, определяется рациональная реактивная мощность, которую ПС может получать из энергосистемы в часы максимума нагрузки.

Установка источников реактивной мощности непосредствен у потребителей называется компенсацией реактивной мощности. Такая компенсация мощности оказывает положительное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Предварительно определяем мощность компенсирующих устройств на подстанции «Ярцево». Расчёт проводится по предельному коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [4]:

$$Q_{mp} = Q_M - P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_{np}, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{np}$ - предельный коэффициент мощности.

$$Q_{mp} = 0,08 - 0,12 \cdot 0,4 = 0,032 \text{ (Мвар)}.$$

Т.к. компенсирующие устройства распределяются на две секции низкого напряжения следовательно мощность на одну секцию составит

$$Q_1 = \frac{Q_{mp}}{2}, \quad (3)$$

$$Q_1 = \frac{4,05}{2} = 0,016 \text{ (Мвар)}.$$

Таким образом, компенсация не требуется, так как реактивная мощность достаточно мала.

7 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВЛ «СПАССК» – «ЯРЦЕВО»

В данной бакалаврской работе рассматривается реконструкция ВЛ между подстанциями «Спасск» – «Ярцево» согласно расчетным данным ВЛ должна иметь номинальное напряжение 35 кВ. При определении сечения указанной ВЛ необходимо исходить из условий нормального функционирования подстанции «Ярцево».

Исходя из вышесказанного определяем сечение ВЛ согласно [4] по экономическим токовым интервалам в нормальном режиме питания ПС «Ярцев» от ПС «Спасск». Расчетный ток в данном сечении рассчитывается по следующей формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{неск}}$ – максимальные активная и реактивная мощности протекающие по ВЛ. (МВт, МВАр)

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Для T_m равному 1000 - 3000 часов α_T принимается равным 0,9.

Определяем значение максимального тока в сечении:

$$I_p = \frac{\sqrt{0,12^2 + 0,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} \cdot 1,05 \cdot 0,9 = 2 \text{ (A)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатическую характеристику района принимаем для ВЛ «Спасск» – «Ярцево» провод марки АС 35/6,2 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 35 мм² и несущей стальной 6,2 мм²)

8 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «ЯРЦЕВО»

Надежность питания электрических систем – это комплексное свойство, которое включает в себя безотказность долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, сохраняемость, управляемость, живучесть и безопасность.

Важным элементом системы является – подстанция (в данном случае «Ярцево»), от надежности работы, которой зависит функционирование объектов, являющихся потребителями электроэнергии.

Проблема надежности подстанции, и ее элементов связана с вопросами определения показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность и увеличивается надежность работы.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной и количественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

Для оценки надежности электропитания ПС «Ярцево» на рисунке 3 представлена однолинейная схема.

Расчет проводится с учетом работы автоматического ввода резерва на шинах низкого напряжения 10 кВ.

В качестве схемы РУВН на ПС принята схема одной секционированной системы шин.

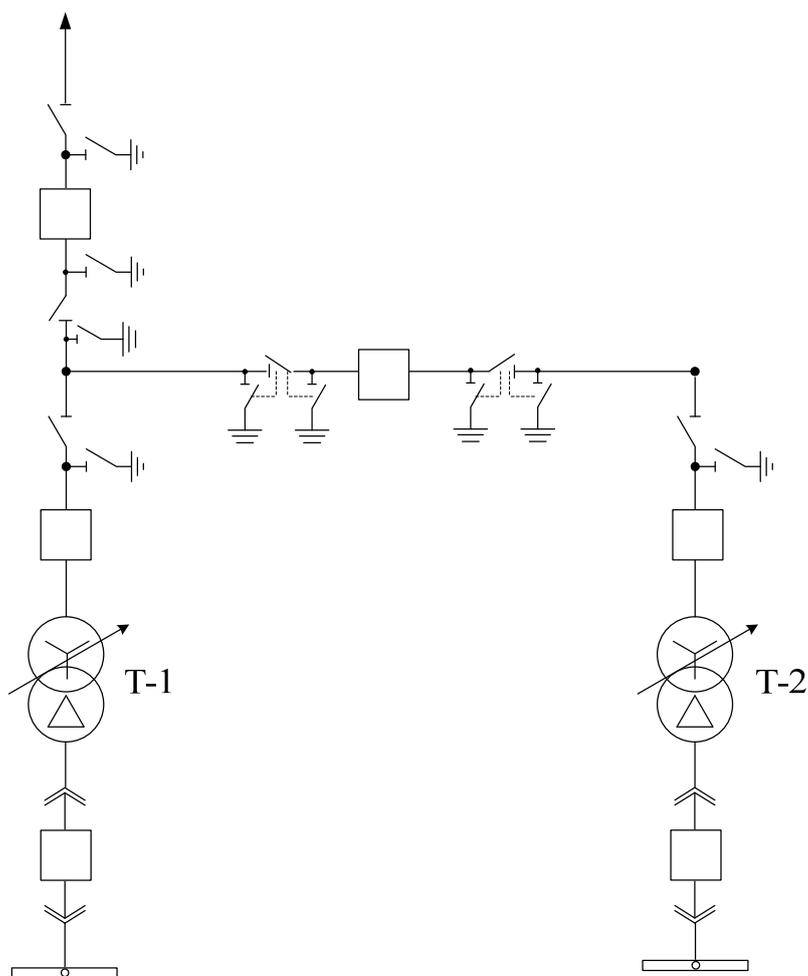


Рисунок 3 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Ярцево»

Полное погашение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающей линии. В нормальном режиме работы схемы выключатель в переключке отключен.

Данные параметры показателей надежности являются справочными, их значения приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Показатели надежности элементов

Элемент	λ , 1/год	tв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	tпр, часов.
ВЛ 35 кВ	0,9	9,0	2,1	16,0
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,834	4

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0
Силовой трансформатор ТМ 10 МВА	0,007	65	0,25	26
Выключатель 10 кВ	0,003	11	0,8	16
Шины 10 кВ	0,03	5	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по следующим формулам:

Для воздушной линии электропередачи вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot \frac{l}{100}, \quad (5)$$

$$q_{вл} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 3,5 \cdot \frac{1}{100} = 4,9 \cdot 10^{-5}$$

где $T_{г}$ – число часов в году (час).

l – длина ВЛ (км)

Для шин 10 кВ вероятность отказа определяется как:

$$q_{ш10} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{пр}, \quad (6)$$

$$q_{ш10} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 10 = 1,71 \cdot 10^{-4}$$

Для разъединителей 35 кВ вероятность отказа определяется как:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}}, \quad (7)$$

$$q_p = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,84 \cdot 10^{-6}$$

Для трансформаторов 35 кВ вероятность отказа определяется как:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_G}, \quad (8)$$

$$q_m = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,19 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателей 35 кВ вероятность отказа определяется как:

$$q_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon 110} \cdot t_{\epsilon 110}}{T_G} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (9)$$

где $a_{кз}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных соседних элементов $a_{кз} = 0,005$;

$q_{смеж}$ - вероятность отказа соседнего с выключателем элемента;

$a_{он}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{он} = 0,003$;

$N_{он}$ - количество оперативных переключений в год, для данной схемы

$$N_{он} = 2.$$

Для выключателя 35 кВ в принятой схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{\epsilon 35} = \frac{0,004 \cdot 40}{8760} + 0,005 \cdot (4,9 \cdot 10^{-5} + 5,19 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ соседними элементами являются трансформатор и шины 10 кВ.

$$q_{\text{с10}} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6 \cdot 10^{-3}$$

Рассматриваем две цепи как отдельные источники питания и определяем их вероятностные характеристики:

Параметр потокоотказов одной цепи (1/год) [8]:

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{прмак}}, \quad (10)$$

$$\lambda_{\text{ц}} = 0,333 + 0,834 = 1,17$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{прмак}}$ - наибольшая частота плановых отключений $\lambda_{\text{пр}}$;

Коэффициент простоя одной цепи:

$$K_{\text{П}} = \sum \lambda_i \cdot t_{\text{ви}} + \frac{\lambda_{\text{прмак}} \cdot t_{\text{пр}}}{T_{\text{Г}}}, \quad (11)$$

$$K_{\text{П}} = 0,0013$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{П}}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{прмак}}}, \quad (12)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{0,0013}{0,333} = 3,9 \cdot 10^{-3} \text{ (лет)}$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей:

Коэффициент простоя системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{\Pi} = \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{\text{нр}} \cdot t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot t_{\text{вц}} + t_{\text{нр}} \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}}, \quad (13)$$

$$K_{\Pi} = 5,36 \cdot 10^{-3}$$

Параметр потокоотказов системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_{\text{ц}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}}^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot \lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}}, \quad (14)$$

$$\lambda_{\text{ц}} = 0,012$$

Время восстановления системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\Pi}}{\lambda_{\text{ц}}}, \quad (15)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{5,36 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,442 \text{ (час)}$$

Среднее время безотказной работы состоящей из двух параллельных элементов:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\text{ц}}}, \quad (16)$$

$$T_c = \frac{1}{0,012} = 83,33 \text{ (лет)}$$

Расчетное время безотказной работы состоящей из двух параллельных элементов:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_u}, \quad (17)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,012} = 8,75 \text{ (лет)}$$

Указанные данные показывают что расчетное время работы ПС «Ярцево» до отключения составляет 8,75 лет.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Замыканиями в электроустановках (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухозаземленными и эффективнозаземленными нейтральными трансформаторов, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Замыкания возникают при нарушении изоляции электрических аппаратов. Причины таких нарушений могут быть различные: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего замыкания в электрических аппаратах происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические короткие замыкания без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое (глухое) замыкание без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электрических аппаратах возникают трех и двухфазные КЗ. Кроме того, в в электрических аппаратах с глухо и эффективнозаземленными нейтральными дополнительно могут возникать также одно и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном замыкании в электрических аппаратах все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы в электрических аппаратах находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ являются несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов замыкания в электрических аппаратах приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорять старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и электрические аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ в электрических аппаратах сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять препятствующих мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические аппараты должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания в электрических аппаратах сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы в электрических аппаратах и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

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

На рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с двумя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Спасск», в данном случае рассматривается пример расчета для указанной ПС.

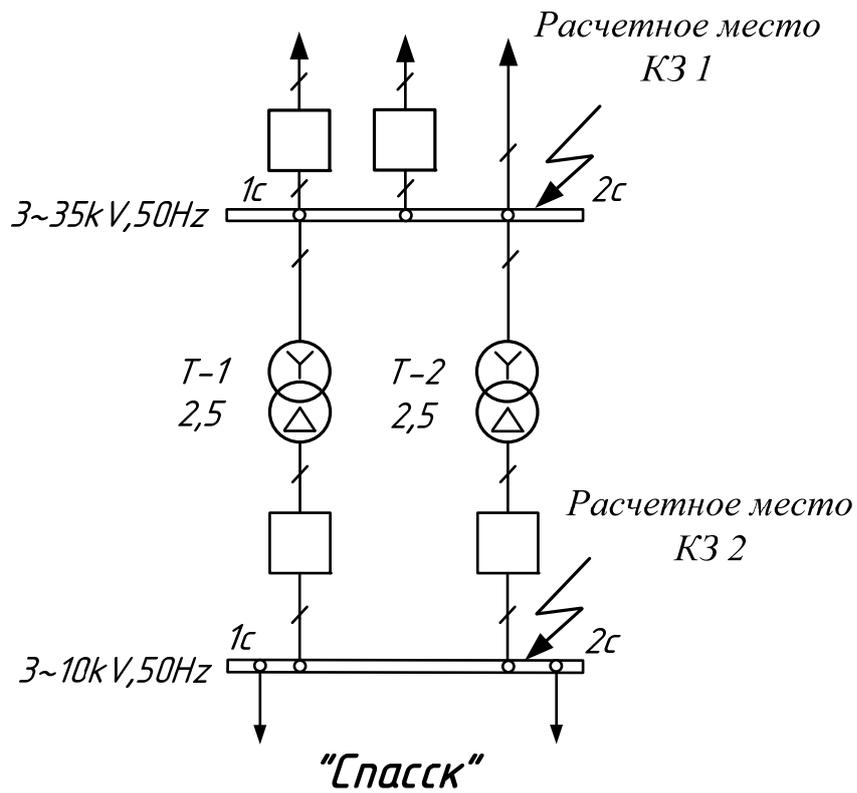


Рисунок 4 – Расчетные точки короткого замыкания

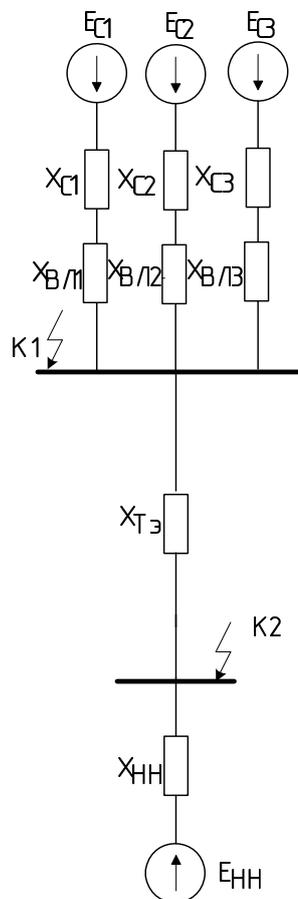


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания в данной работе применяется метод расчета расчет в относительных единицах, приближенным методом, при этом мощность нагрузки принимается из максимального режима[26].

Расчетный вид короткого замыкания, по которому согласно ПУЭ [1], проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов, трехфазное.

В процессе расчета ТКЗ необходимо определить следующие значения:

- $I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- i_y - ударный ток короткого замыкания;
- i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяются параметры схемы замещения. Расчет производится в относительных единицах. Базисная мощность принимается равной $S_б = 100$ МВА; ЭДС системы $E_c = 1$, и ЭДС нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах.

Базисные значения напряжений:

$$U_{б1} = 35 \text{ кВ}, U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Значения ТКЗ на шинах ПС были получены из схемы развития электрических сетей 35 кВ и выше Амурской области на период до 2020 года, с учетом перспективы до 2025 года.

Значения ТКЗ замыкания представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения ТКЗ

ИП	Значение ТКЗ, А
ПС «Ярцево»	1200
ПС «Набережная»	4900
ПС «Усть-Кивда»	3800

Сопротивление системы X_c определяется по формуле 18 [26]:

$$X_{C*} = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}}, \quad (18)$$

где S_{K3} – мощность КЗ системы;

S_{δ} – базисная мощность.

Мощность короткого замыкания находится следующим образом:

$$S_{K3} = I_{K3} \cdot U \cdot \sqrt{3}, \quad (19)$$

где I_{K3} – ТКЗ на шинах высокого напряжения.

Сопровитления системы рассчитываются по формуле 18:

$$X_{C1*} = \frac{100}{1,2 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 1,3 \text{ о.е.},$$

$$X_{C2*} = \frac{100}{4,9 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 0,318 \text{ о.е.},$$

$$X_{C3*} = \frac{100}{3,8 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 0,411 \text{ о.е.}$$

Сопровитление ВЛ определяется по формуле 20:

$$X_{Л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2}, \quad (20)$$

где $U_{\delta 1}$ - базисное напряжение первой ступени трансформации.

Рассчитываются сопровитления отходящих линий 35 кВ:

$$X_{Л1*} = 0,42 \cdot 28,74 \cdot \frac{100}{35^2 \cdot 1} = 0,882 \text{ о.е.},$$

$$X_{Л2*} = 0,42 \cdot 18 \cdot \frac{100}{35^2 \cdot 1} = 0,552 \text{ о.е.},$$

$$X_{Л3*} = 0,42 \cdot 9,8 \cdot \frac{100}{35^2 \cdot 1} = 0,301 \text{ о.е.}$$

Сопровитления обмоток трансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_T = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}}, \quad (21)$$

где $U_{кВ}$ - напряжение КЗ обмотки ВН трансформатора;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность силового трансформатора.

Находится сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_T = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5 \cdot 2} = 1,3 \text{ о.е.}$$

Сопротивления нагрузок определяются по формуле 22:

$$X_{*нНН} = X_{нагр}^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нНН}}, \quad (22)$$

где $X_{нагр}^* = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

$S_{нНН}$ - мощность нагрузки на стороне НН.

Определяется сопротивление нагрузки:

$$X_{*нНН} = 0,35 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{0,37^2 + 0,15^2}} = 2,192 \text{ о.е.}$$

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле 23:

$$I_{\delta 1cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{1cm}}; \quad (23)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{1cm}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,56 \text{ кА.}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле 24:

$$I_{\delta 2cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{2cm}}. \quad (24)$$

$$I_{\delta 2cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{3cm}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

Ток периодической составляющей КЗ рассчитывается по формуле 25:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\delta}, \quad (25)$$

Ударные токи определяются следующим образом:

$$i_{y0} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y0}. \quad (26)$$

Расчетная схема замещения для точки К1 представлена на рисунке 6.

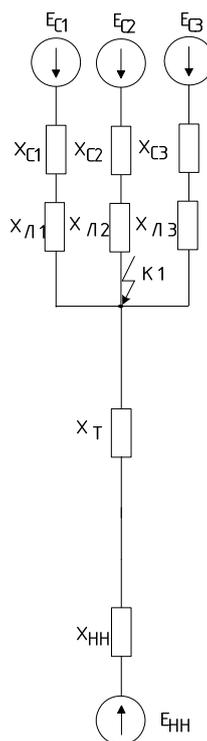


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения для К1

Необходимо провести эквивалентирование схемы замещения (Рисунок 7).

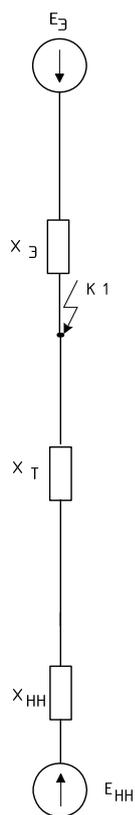


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения для К1

Преобразование схемы замещения для точки КЗ К1 по формулам 27-35:

$$X_1 = X_{C1*} + X_{Л1*}, \quad (27)$$

$$X_2 = X_{C2*} + X_{Л2*}, \quad (28)$$

$$X_3 = X_{C3*} + X_{Л3*}, \quad (29)$$

$$Y_1 = \frac{1}{X_1}, \quad (30)$$

$$Y_2 = \frac{1}{X_2}, \quad (31)$$

$$Y_3 = \frac{1}{X_3}, \quad (32)$$

$$Y_{ЭKB} = Y_1 + Y_2 + Y_3, \quad (33)$$

$$X_4 = \frac{1}{Y_{ЭKB}}, \quad (34)$$

$$X_5 = X_{*HHH} + X_T, \quad (35)$$

Преобразование схемы замещения для К1:

$$X_1 = 1,3 + 0,552 = 1,853;$$

$$X_2 = 0,318 + 0,552 = 0,871;$$

$$X_3 = 0,411 + 0,301 = 0,711;$$

$$Y_1 = \frac{1}{1,853} = 0,54;$$

$$Y_2 = \frac{1}{0,871} = 1,149;$$

$$Y_3 = \frac{1}{0,711} = 1,406;$$

$$Y_{ЭKB} = 0,54 + 1,149 + 1,406 = 3,094;$$

$$X_4 = \frac{1}{3,094} = 0,323;$$

$$X_5 = 1,3 + 2,192 = 3,492.$$

В результате преобразования, получается схема, представленная на рисунке 8.

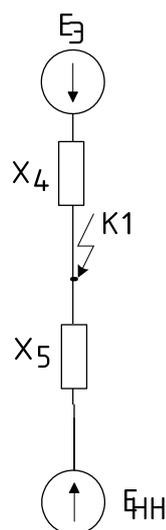


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения для К1

Аналогичным образом рассчитывается значение ТКЗ в точке К2.

Значение токов периодической составляющей трехфазного КЗ рассчитываются по следующим формулам:

$$I_{n01} = \left(\frac{E_c}{X_4} + \frac{X_{*нНН}}{X_5} \right) \cdot I_{\delta 1}, \quad (36)$$

$$I_{n02} = \left(\frac{E_c}{X_6} + \frac{X_{*нНН}}{X_7} \right) \cdot I_{\delta 2}, \quad (37)$$

Расчет периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{n01} = \left(\frac{1}{0,323} + \frac{0,85}{3,492} \right) \cdot 1,56 = 3,16 \text{ кА}$$

$$I_{n02} = \left(\frac{1}{1,623} + \frac{0,85}{2,192} \right) \cdot 5,499 = 5,704 \text{ кА}$$

Ударный ток рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}, \quad (38)$$

Определяется численное значение ударного ТКЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,208 \cdot 1,607 = 11,1 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая ТКЗ находится по формуле 39:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-0,065}{T_a}}, \quad (39)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{кз1} = \sqrt{2} \cdot 3,16 = 4,47 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2 сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов ТКЗ

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$, кА	i_a , кА	$i_{ат}$, кА	T_a , с	$K_{уд}$	$I_{y\partial}$, кА
К1	3,16	4,47	4,192	0,02	1,607	11,1
К2	5,704	8,067	4,893	0,01	1,368	12,96

Данные указанные в таблице будут использованы при выборе оборудования.

На ПС «Спасск» будет произведён выбор и проверка следующего оборудования ПС 35/10 кВ:

-высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры для всех основных цепей;

- измерительных ТТ и ТН;

- сборных шин;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств защиты от перенапряжений.

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «СПАССК»

10.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГТ-35-12,5/630 УХЛ1.

Элегазовые выключатели колонковые наружной установки серии ВГТ – 35 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ и сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Выключатели могут работать в широком диапазоне климатических условий от Крайнего Севера (нижнее рабочее значение температуры окружающей температуры окружающей среды – минус 60°С) до районов с тропическим климатом (верхнее рабочее значение температуры – плюс 55°С). Выключатель представляет собой комплексный аппарат, состоящий из собственно выключателя, привода и шести встроенных трансформаторов тока.

Собственно выключатель состоит из металлического заземлённого бака, внутри которого расположены неподвижные и подвижные контакты, а также дугогасительные устройства, основанные на прогрессивном применении гашения электрической дуги путём её вращения в магнитном поле. Каждый трансформатор тока рассчитан на весь диапазон первичных номинальных токов (от 50 до 600 А) и имеет два сердечника и две обмотки для целей защиты и измерений; переключение отводов для измерения коэффициента трансформации производится без разборки выключателя. В данной выпускной квалификационной работе принят выключатель следующего исполнения: выключатель с электромагнитным приводом постоянного тока (типовое обозначение ВГТ-35-12,5/630 УХЛ1). Привод этого выключателя снабжается встроенным выпрямителем для питания включающего электромагнита от сети переменного тока, при этом обеспечивается включения на токи к.з. вплоть до 12,5 кА, в том числе и при зависимом питании без индуктивных накопителей энергии.

На выключателе имеется пружинная приставка к приводу производящему первое оперативное включение при отсутствии электропитания вторичных цепей. Выключатель снабжен электроконтактным сигнализатором давления элегаза с температурной компенсацией, автоматически приводящей его показания к температуре +20°C. Сигнализатор обеспечивает визуальный контроль за уровнем давления элегаза в выключателе и имеет две уставки: на предупредительный сигнал при понижении давления до 0,33 МПа и на отключение при падении давления ниже 0,3 МПа.

Высоковольтный выключатель представляет собой специальный коммутационный аппарат, с помощью которого производится оперативное включение и отключение, как отдельных электрических цепей, так и различного оборудования.

Определяется значение максимального рабочего тока для выключателей 35 кВ [12]:

$$I_{\max p} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot 35}, \quad (40)$$

Максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max p} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,041 \text{ кА.}$$

Выбор выключателей осуществляется по следующим характеристикам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (41)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (42)$$

$$41 \text{ A} \leq 630 \text{ A};$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}, \quad (43)$$

$$5,208 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА};$$

Проверка выбранного выключателя:

По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (44)$$

$$B_k = 5,208^2 \cdot (3 + 0,05) = 83,272 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ.

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (45)$$

$$B_{к\ ном} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ нужно определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл\ ном}, \quad (46)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 40 = 22,627 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H=40\%$;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения.

Проверка выключателя по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном},$$

$$5,208 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (47)$$

$$\sqrt{2} \cdot 5,208 + 4,467 \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right),$$

$$11,832 \leq 17,75 \text{ кА}.$$

По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}, \quad (48)$$

$$11,833 \leq 31 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Спасск»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 41 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,208 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,833 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,208 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,467 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 83,272 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к.}$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Спасск».

10.2 Выбор выключателей 10 кВ

На напряжении 10 кВ для ПС «Спасск» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВЭ-М-10-31,5-630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 144 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,52 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,678 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,52 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное значение апериодической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 7,807$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 10,678$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² с	$B_k = 321,475$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 10 кВ ПС «Спасск».

10.3 Выбор разъединителей

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РПД-35/1000 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Спасск»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{рmax} = 41$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 11,833$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875$ кА ² с	$B_k = 83,272$ кА ² с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Спасск». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

10.4 Выбор трансформаторов тока

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также на величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов и определяется по следующей формуле [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (49)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле 50:

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

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле 51:

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

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ А44, позволяющий измерять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «Спасск»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	ABB A44	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ $S_{\text{пр}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТРГ-УЭТМ-35 для ПС «Спасск» с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 12.

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Спасск»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{номсети}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 150$ А	$I_{\text{рmax}} = 41$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125$ кА	$i_{\text{уд}} = 11,833$ кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Термическая стойкость, kA^2c	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ kA}^2\text{c}$	$B_{\text{к}} = 83,272 \text{ kA}^2\text{c}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Спасск» ТПЛК-10/630 с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 144 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 140 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,678 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, kA^2c	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 58800 \text{ kA}^2\text{c}$	$B_{\text{к}} = 321,475 \text{ kA}^2\text{c}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно принимаем к установке на все присоединения ПС «Спасск».

10.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам [6]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\text{ном}} \geq S_2 \quad (52)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и защиты, подключенных к трансформатору напряжения.

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ определим для случая, когда все присоединения переведены на данную систему шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов в ячейках, а также вольтметров. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ ПС «Спасск» определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Спасск»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А	Итого
Вольтметр	Э-335	2	2	4
Варметр	Д-335	2	1,5	3
Ваттметр	Д-335	2	1,5	3
Счетчик АЭ	АВВ А44	2	4	8
Счетчик РЭ				
Сумма				18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный антирезонансный маслонаполненный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Спасск»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ ПС «Спасск» НАМИ 10 УХЛ1 10 кВ. Трансформатор напряжения антирезонансный типа НАМИ – 10 является преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Трансформаторы изготавливаются для эксплуатации в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям ГОСТ в части электромагнитных трехфазных трехобмоточных трансформаторов.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А	Итого
Вольтметр	Э-335	2	2	4
Варметр	Д-335	2	1,5	3
Ваттметр	Д-335	2	1,5	3
Счетчик АЭ	АВВ А44	12	4	48
Счетчик РЭ				
Сумма				58

Таблица 17 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 58 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его принимаем к установке на ПС «Спасск».

10.6 Выбор гибкой ошиновки

На напряжении 35 кВ применяются провода таким провод как и отходящая ВЛ на ПС «Набережная», с сечением алюминиевой части 95 мм^2 и несущей стальной 16 мм^2 . Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

10.7 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Спасск». Максимальный рабочий ток составляет 144 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины А5 с размерами 60×6 мм, длительно допустимы ток для данного сечения составляет 870 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (53)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{321,475}}{91} = 0,197 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_k – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем токоведущие шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}}, \quad (54)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{\sqrt{5,21}}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)}$$

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

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см^2)

Момент инерции определяется по формуле 50:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (55)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2}{a}, \quad (56)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22180^2}{0,4} = 105,69 \text{ (Н/м)}$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по следующей формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (57)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{yo}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (58)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22180^3 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 25,33 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала шин АДО составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

10.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для следующего:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации;
- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электроустановок или линии электропередачи;
- противоаварийной автоматики, защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.

Для выполнения оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для подключения цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения

коммутационных аппаратов. Оперативный в электроустановках, ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Оперативный ток в электроустановках используется для:

- Контроля за коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом в электроустановках означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления в электроустановках или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют все формы управления.

Ручное управление в электроустановках может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление — или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении в электроустановках, командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления устройствами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения аппарата должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Сигнальная лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается

слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов в электроустановках при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления коммутационным аппаратом определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Элегазовые выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения элегазового выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

Источники оперативного тока. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают

питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваемые выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Спасск» принимаем систему переменного оперативного тока.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 18 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Спасск».

Таблица 18 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	7,18
Обогрев приводов выключателей	1,6
Обогрев ЗРУ 10 кВ	10
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	2
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение РУ 35кВ	4
Расчетная полная мощность электроприемников ПС «Спасск»	26,18

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Спасск»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{опт}} \quad (59)$$

$$S_P = \frac{26,18}{2 \cdot 0,7} = 18,7 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТМ 25/10У1 номинальной мощностью 25 кВа. Трансформатор имеет сухое исполнение.

11 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Режимы рассчитываются для:

- определения требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- определения структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- количественной годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- определения схемы развития электрических сетей.
- определения величины технических потерь электроэнергии в сети.

Для наглядного представления схемы электрических соединений на рисунке 9 представлен граф сети, для представления того какие параметры необходимо учитывать на рисунке 10 представлена схема замещения участка сети.

Расчет режима работы сети проводится с помощью программного комплекса RASTR Win.

Особенности программного комплекса:

Расчетные модули:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;

3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

4) эквивалентирование электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

5) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

6) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;

7) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

8) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

9) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

10) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

11) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

12) моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

13) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

14) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

15) расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

Программный интерфейс:

для облегчения взаимодействия с другими Windows программами комплекс РАСТР организован в виде набора COM-компонентов; все расчетные функции и работа с базой данных организованы в виде компонента OLE-automation server, доступ к которому можно получить из любого OLE-клиента (Excel, Access и т.п.); таблицы и графика организованы в виде компонентов ActiveX. Для удобства расчетов на рисунках приведены часть действующей электрической сети в виде графа.

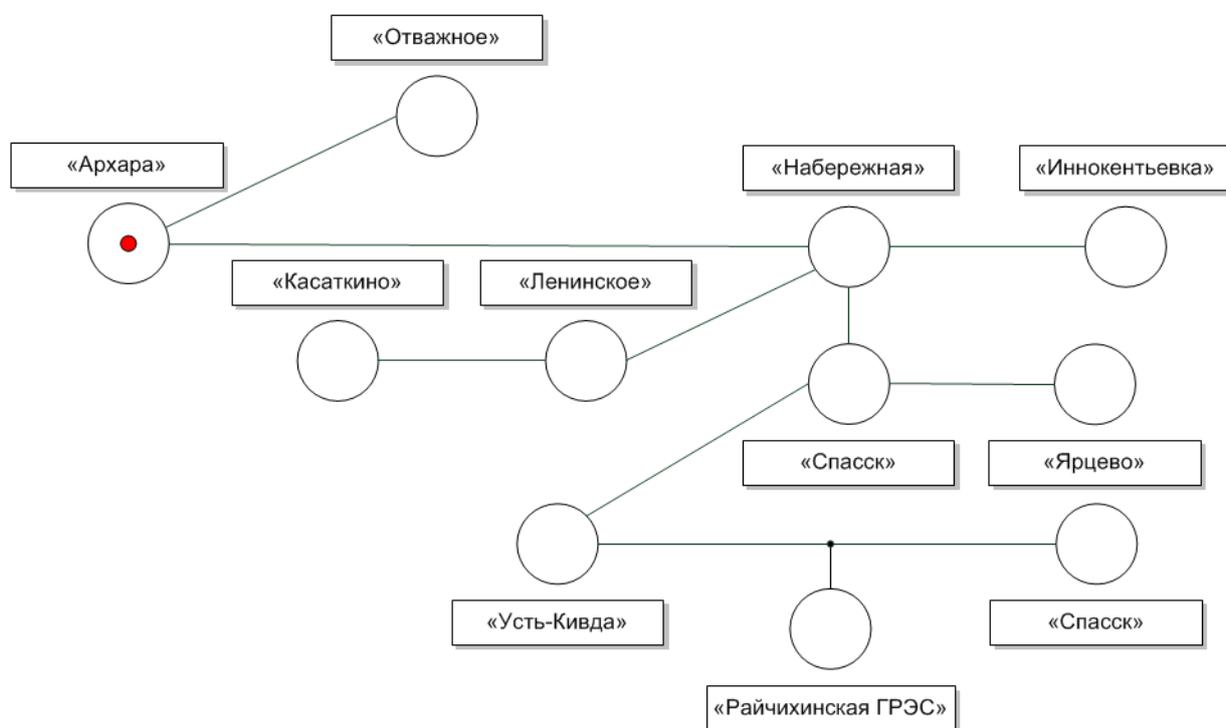


Рисунок 9 – Граф сети для расчета режима работы

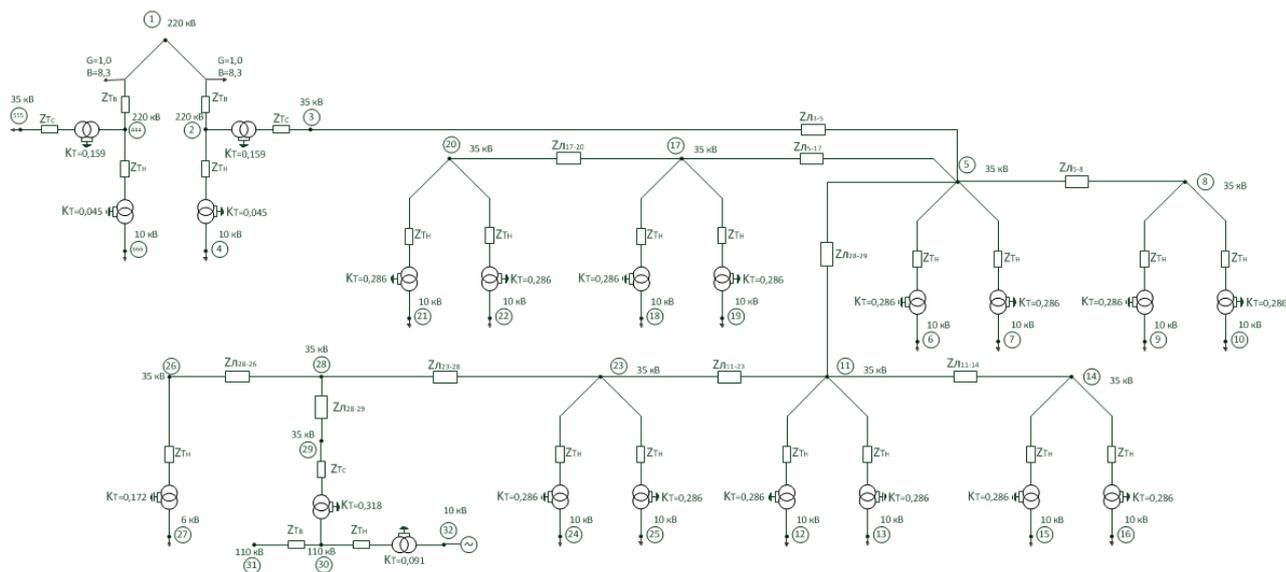


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета режима работы

Перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети. Для этого необходимо рассчитать параметры ВЛ: активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость; параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [4]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (60)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (61)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км;

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность):

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (62)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями.

Коэффициент трансформации для двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле 63 [4]:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (63)$$

где K_T - коэффициент трансформации трансформатора;

$U_{НН}$, $U_{ВН}$ - соответственно напряжения на низкой и высокой стороне силового трансформатора.

11.1 Анализ установившегося нормального режима до реконструкции

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 19 – 21.

Таблица 19 – Параметры узлов

Номер	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V	Delta
1	220			11,9	12,3	231,87	0
2	220						-1,2
3	35						-1,2
4	10	2,7	1				-1,6
444	220						-0,8
555	35	4,7	8,1				-0,7
666	10						-1,6
5	35						-1,6

Продолжение таблицы 19

Номер	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	Delta
55	35						-1,6
6	10	1	0,5				-2,6
7	10	1,4	0,5				-3,0
8	35						-1,5
9	10	0,3	0,1				-2,1
10	10	0,3	0,1				-0,6
11	35						-1,8
12	10	0,4	0,1				-2,3
13	10	0,4	0,1				-0,8
14	35						-1,8
15	10	0,1					-2,2
16	10	0,12	0,1				-2,2
17	35						-1,7
18	10	0,1					-0,9
19	10	0,1					-2,0
20	35						-1,9
21	10	0,4	0,1				-1,2
22	10	0,4	0,1				-2,7
23	35						-0,2
24	10	0,2	0,1				-0,2
25	10	0,2	0,1				-3,3
26	35						-0,3
27	6	1,4	0,2				-0,3
28	35						-0,2
29	35						-0,0
30	110						-0,0
31	110						-0,0
32	10			1,6	0,3	11	1,1
33	35						-1,2
34	10	0,5	0,1				-0,0
35	10	0,5	0,1				-1,9

Таблица 20 – Параметры ветвей

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Vнач	Vкон
Тр-р	1	2	3,6	165	8,3	1	-7,18	-3,52	231,87	229,63
Тр-р	2	3	3,6			0,159	-4,42	-1,87	229,63	36,5
Тр-р	1	444	3,6	165	8,3	1	-4,77	-8,83	231,87	225,85
Тр-р	444	555	3,6			0,159	-4,71	-8,10	225,85	35,919
Тр-р	444	666	3,6	125		0,045				

Продолжение таблицы 20

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Vнач	Vкон
Выкл	4	666							10,411	10,411
ЛЭП	3	5	1,992	3,312			-3,91	-1,73	36,5	36,131
Тр-р	2	4	3,6	125		0,0455	-2,70	-1,02	229,63	10,411
Тр-р	5	6	2,6	23	32,65	0,286	-1,01	-0,57	36,131	10,219
Выкл	5	55					-2,56	-1,00	36,131	36,131
Тр-р	55	7	2,6	23	32,6	0,286	-1,41	-0,58	36,131	10,198
Выкл	6	7								
ЛЭП	5	8	28,391	3,0305			-0,31	-0,12	36,131	35,878
Тр-р	8	9	11,2	49,2	14,4	0,286	-0,31	-0,12	35,878	10,194
Тр-р	8	10	7,9	49,8	18,3	0,286				
ЛЭП	55	11	5,508	7,578			-0,63	-0,26	36,131	35,979
Тр-р	11	12	4,6	31,9	22,45	0,286	-0,41	-0,13	35,979	10,249
Тр-р	11	13	4,6	31,9	22,45	0,286				
ЛЭП	11	14	18,681	12,502			-0,23	-0,13	35,979	35,818
Выкл	14	144					0,00	0,00	35,818	35,818
Тр-р	14	15	7,9	49,8	18,3	0,286	-0,22	-0,13	35,818	10,19
Тр-р	144	16	7,9	49,8	18,3	0,286			0	0
ЛЭП	55	17	14,671	9,818			-0,52	-0,15	36,131	35,879
Тр-р	17	18	4,6	31,9	22,45	0,286				
Тр-р	17	19	7,9	49,8	18,3	0,286	-0,10	-0,02	35,879	10,244
ЛЭП	17	20	23,316	15,603			-0,41	-0,13	35,879	35,557
Тр-р	20	21	11,2	49,2	14,37	0,286				
Тр-р	20	22	11,2	49,2	14,37	0,286	-0,41	-0,12	35,557	10,082
ЛЭП	11	23	4,1944	4,2336						
Тр-р	23	24	2,6	23	32,6	0,286	-0,21	-0,14	36,382	10,372
Тр-р	23	25	2,6	23	32,6	0,286				
Выкл	24	25								
ЛЭП	23	28	5,05	5,1			0,21	0,14	36,382	36,431
ЛЭП	28	26	1,84	1,86			-1,41	-0,29	36,431	36,345
Тр-р	26	27	1,4	14,6	46,29	0,1714	-1,41	-0,28	36,345	6,2067
ЛЭП	28	29	5,0504	5,0976			1,62	0,43	36,431	36,716
Тр-р	31	30	0,4	18,6	36,29				115,32	115,4
Тр-р	30	29	0,4			0,3182	-1,63	-0,45	115,4	36,716
Тр-р	30	32	0,4	11,9		0,0909	1,71	0,92	115,4	10,5
ЛЭП	3	33	0,6972	1,1592			-0,51	-0,14	36,5	36,486

Продолжение таблицы 20

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Vнач	Vкон
Тр-р	33	34	4,6	31,9	22,45	0,286				
Тр-р	33	35	4,6	31,9	22,45	0,286	-0,51	-0,14	36,486	10,381
Выкл	15	16					-0,12	-0,10	10,19	10,19

Таблица 21 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	I_нач	I_кон
4	666	3,89	3,89
3	5	67,61	67,61
5	8	5,31	5,30
55	11	10,95	10,95
11	14	4,14	4,14
55	17	8,62	8,62
17	20	6,90	6,9
11	23		
23	28	3,86	3,86
28	26	21,83	21,83
28	29	25,48	25,48
3	33	8,29	8,29

Из результатов расчета нормального режима сделать вывод необходимо о том, что воздушная линия и оборудование подстанций не перегружено. Значения отклонений напряжений, полученные при расчете нормального установившегося режима в действующей сети в ПК RASTR Win, находятся в области приемлемых значений и не превышают пороги предельно допустимых значений - $\pm 10\%$ (положительные и отрицательные отклонения напряжений в точке передачи электрической энергии) [27].

11.2 Анализ послеаварийного режима до реконструкции

Послеаварийный режим - рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов после локализации отказа до установления заданного режима.

Расчет послеаварийного режима в программе RASTR Win заключается в создании модели послеаварийного режима работы сети. Для этого необходимо отключить самую нагруженную ветвь. Такой режим часто бывает утяжеленным.

Таблица 22 – Параметры узлов (послеаварийный режим)

Номер	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V	Delta
1	220			8,03	10,46	231,87	
2	220					230,98	-0,56
3	35					36,72	-0,56
4	10	2,7	1			10,47	-0,92
444	220					225,85	-0,81
555	35	4,7	8,1			35,91	-0,78
666	10					10,47	-0,92
5	35					35,69	-2,18
55	35					35,69	-2,18
6	10	1	0,5			10,09	-3,17
7	10	1,4	0,5			10,07	-3,59
8	35	0	0			35,44	-2,07
9	10	0,3	0,1			10,06	-2,69
10	10	0,3	0,1				-0,61
11	35					36,50	-1,44
12	10	0,4	0,1			10,39	-1,97
13	10	0,4	0,1				-0,89
14	35					36,34	-1,46
15	10	0,1				10,34	-1,91
16	10	0,12	0,1			10,34	-1,91
17	35					35,44	-2,31
18	10	0,1					-0,91
19	10	0,1				10,12	-2,54
20	35					35,11	-2,47
21	10	0,4	0,1				-1,28
22	10	0,4	0,1			9,95	-3,34
23	35					37,16	-1,05
24	10	0,2	0,1			10,59	-1,23

Продолжение таблицы 22

Номер	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	Delta
25	10	0,2	0,1				-3,32
26	35					37,24	-1,04
27	6	1,4	0,2			6,36	-1,88
28	35					37,32	-0,95
29	35					38,39	-0,26
30	110					120,70	-0,26
31	110					120,61	-0,27
32	10			5,81	2,86	11	1,17
33	35					36,71	-0,58
34	10	0,5	0,1				-0,00
35	10	0,5	0,1			10,44	-1,24

Таблица 23 – Параметры ветвей (послеаварийный режим)

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Vнач	Vкон
Тр-р	1	2	3,60	165,0	8,3	1,000	-3,264	-1,635	231,87	230,99
Тр-р	2	3	3,60			0,159	-0,507	-0,138	230,99	36,73
Тр-р	1	444	3,60	165,0	8,3	1,000	-4,768	-8,830	231,87	225,85
Тр-р	444	555	3,60			0,159	-4,706	-8,100	225,85	35,92
Тр-р	444	666	3,60	125,0		0,045				
Выкл	4	666							10,47	10,47
ЛЭП	3	5	1,99	3,3						
Тр-р	2	4	3,60	125,0		0,045	-2,704	-1,019	230,99	10,47
Тр-р	5	6	2,60	23,0	32,65	0,286	-1,009	-0,564	34,95	9,88
Выкл	5	55					1,317	0,686	34,95	34,95
Тр-р	55	7	2,60	23,0	32,6	0,286	-1,411	-0,582	34,95	9,86
Выкл	6	7								
ЛЭП	5	8	28,39	3,0			-0,308	-0,122	34,95	34,69
Тр-р	8	9	11,20	49,2	14,4	0,286	-0,306	-0,121	34,69	9,85
Тр-р	8	10	7,90	49,8	18,3	0,286				
ЛЭП	55	11	5,51	7,6			3,248	1,418	34,95	35,78
Тр-р	11	12	4,60	31,9	22,45	0,286	-0,406	-0,133	35,78	10,19
Тр-р	11	13	4,60	31,9	22,45	0,286				
ЛЭП	11	14	18,68	12,5			-0,225	-0,126	35,78	35,62
Выкл	14	144							35,62	35,62
Тр-р	14	15	7,90	49,8	18,3	0,286	-0,224	-0,126	35,62	10,13
Тр-р	144	16	7,90	49,8	18,3	0,286				
ЛЭП	55	17	14,67	9,8			-0,517	-0,151	34,95	34,69
Тр-р	17	18	4,60	31,9	22,45	0,286				
Тр-р	17	19	7,90	49,8	18,3	0,286	-0,104	-0,022	34,69	9,91
ЛЭП	17	20	23,32	15,6			-0,410	-0,127	34,69	34,36

Продолжение таблицы 23

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Vнач	Vкон
Тр-р	20	21	11,20	49,2	14,37	0,286				
Тр-р	20	22	11,20	49,2	14,37	0,286	-0,406	-0,124	34,36	9,74
ЛЭП	11	23	4,19	4,2			3,938	1,751	35,78	36,45
Тр-р	23	24	2,60	23,0	32,6	0,286	-0,207	-0,144	36,45	10,39
Тр-р	23	25	2,60	23,0	32,6	0,286				
Выкл	24	25								
ЛЭП	23	28	5,05	5,1			4,207	1,954	36,45	37,30
ЛЭП	28	26	1,84	1,9			-1,415	-0,289	37,30	37,22
Тр-р	26	27	1,40	14,6	46,29	0,171	-1,411	-0,285	37,22	6,36
ЛЭП	28	29	5,05	5,1			5,705	2,318	37,30	38,40
Тр-р	31	30	0,40	18,6	36,29	1,000			120,61	120,69
Тр-р	30	29	0,40			0,318	-5,844	-2,534	120,69	38,40
Тр-р	30	32	0,40	11,9		0,091	5,886	2,904	120,69	11,00
ЛЭП	3	33	0,70	1,2			-0,507	-0,137	36,73	36,71
Тр-р	33	34	4,60	31,9	22,45	0,286				
Тр-р	33	35	4,60	31,9	22,45	0,286	-0,506	-0,136	36,71	10,45
Выкл	15	16							10,13	10,13

Таблица 24 – Токовая нагрузка ВЛ (послеаварийный режим работы)

N_нач	N_кон	I_нач	I_кон
4	666	5,92	5,92
3	5		
5	8	5,36	5,367
55	11	57,36	57,36
11	14	4,09	4,09
55	17	8,71	8,72
17	20	6,99	6,99
11	23	68,15	68,15
23	28	72,03	72,03
28	26	22,33	22,33
28	29	93,89	93,89
3	33	8,24	8,24

В результате расчета послеаварийного режима сети до реконструкции линии 35 кВ отклонения напряжений не превышают предельно допустимых значений [27].

11.3 Анализ установившегося нормального после реконструкции

Необходимо рассчитать режим сети, если произойдет замена провода с АС-50/9 на АС-35/6,2 от ПС «Спасск», до ПС «Ярцево». И на ПС «Спасск» установлен секционный выключатель.

Необходимо проверить возможность осуществления качественной передачи мощности. Режимные параметры сети (напряжения на шинах ПС, углы «delta» - между напряжениями) должны соответствовать нормативам [27].

Таблица 25 – Параметры узлов

Номер	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V	Delta
1	220			12,36	12,49	231,870	
2	220					229,526	-1,326
3	35					36,483	-1,318
4	10	2,7	1			10,406	-1,690
444	220					225,854	-0,818
555	35	4,7	8,1			35,919	-0,785
666	10					10,406	-1,690
5	35					36,079	-1,780
55	35					36,079	-1,780
6	10	1	0,5			10,204	-2,745
7	10	1,4	0,5			10,183	-3,157
8	35					35,826	-1,667
9	10	0,3	0,1			10,179	-2,280
10	10	0,3	0,1				-0,616
11	35					35,841	-2,036
111	35					35,841	-2,036
12	10	0,4	0,1			10,168	-3,143
13	10	0,4	0,1			10,168	-3,143
14	35					35,658	-2,037
144	35					35,658	-2,037
15	10	0,1				10,144	-2,498
16	10	0,12	0,1			10,144	-2,498
17	35					35,827	-1,906
18	10	0,1					-0,919
19	10	0,1				10,229	-2,128
20	35					35,505	-2,060
21	10	0,4	0,1				-1,285
22	10	0,4	0,1			10,066	-2,911
23	35					38,186	-0,319

Продолжение таблицы 25

Номер	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
24	10	0,2	0,1			10,889	-0,489
25	10	0,2	0,1				0,000
26	35					38,114	-0,399
27	6	1,4	0,2			6,511	-1,196
28	35					38,196	-0,316
29	35					38,469	-0,076
30	110					120,908	-0,077
31	110					120,826	-0,083
32	10			1,68	0,89	11,000	0,000
33	35					36,469	-1,339
34	10	0,5	0,1				-0,002
35	10	0,5	0,1			10,376	-2,009

Таблица 26 – Параметры ветвей

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	Vкон	Vнач
Тр-р	1	2	3,60	165,00	8,30	1,000	-7,588	-3,663	229,526	231,870
Тр-р	2	3	3,60			0,159	-4,827	-1,993	36,483	229,526
Тр-р	1	444	3,60	165,00	8,30	1,000	-4,768	-8,830	225,854	231,870
Тр-р	444	555	3,60			0,159	-4,706	-8,100	35,919	225,854
Тр-р	444	666	3,60	125,00		0,045				
Выкл	4	666					0,001	0,000	10,406	10,406
ЛЭП	3	5	1,99	3,31			-4,320	-1,856	36,079	36,483
Тр-р	2	4	3,60	125,00		0,045	-2,703	-1,019	10,406	229,526
Тр-р	5	6	2,60	23,00	32,65	0,286	-1,010	-0,565	10,204	36,079
Выкл	5	55					-2,967	-1,115	36,079	36,079
Тр-р	55	7	2,60	23,00	32,60	0,286	-1,412	-0,582	10,183	36,079
Выкл	6	7								
ЛЭП	5	8	28,39	3,03			-0,309	-0,123	35,826	36,079
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,40	0,286	-0,306	-0,122	10,179	35,826
Тр-р	8	10	7,90	49,80	18,30	0,286				
ЛЭП	55	11	5,51	7,58			-1,038	-0,379	35,841	36,079
Выкл	11	111					-0,225	-0,126	35,841	35,841
Тр-р	11	12	4,60	31,90	22,45	0,286	-0,808	-0,246	10,168	35,841
Тр-р	111	13	4,60	31,90	22,45	0,286				
Выкл	12	13					-0,400	-0,100	10,168	10,168
ЛЭП	111	14	22,13	12,47			-0,225	-0,126	35,658	35,841
Выкл	14	144					0,000	0,000	35,658	35,658
Тр-р	14	15	7,90	49,80	18,30	0,286	-0,224	-0,126	10,144	35,658
Тр-р	144	16	7,90	49,80	18,30	0,286				
ЛЭП	55	17	14,67	9,82			-0,517	-0,153	35,827	36,079
Тр-р	17	18	4,60	31,90	22,45	0,286				
Тр-р	17	19	7,90	49,80	18,30	0,286	-0,104	-0,024	10,229	35,827

Продолжение таблицы 26

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	Vкон	Vнач
ЛЭП	17	20	23,32	15,60			-0,410	-0,127	35,505	35,827
Тр-р	20	21	11,20	49,20	14,37	0,286				
Тр-р	20	22	11,20	49,20	14,37	0,286	-0,407	-0,125	10,066	35,505
ЛЭП	111	23	4,19	4,23						
Тр-р	23	24	2,60	23,00	32,60	0,286	-0,208	-0,148	10,878	38,148
Тр-р	23	25	2,60	23,00	32,60	0,286				
Выкл	24	25								
ЛЭП	23	28	5,05	5,10			0,208	0,148	38,195	38,148
ЛЭП	28	26	1,84	1,86			-1,415	-0,291	38,113	38,195
Тр-р	26	27	1,40	14,60	46,29	0,171	-1,412	-0,288	6,511	38,113
ЛЭП	28	29	5,05	5,10			1,628	0,432	38,469	38,195
Тр-р	31	30	0,40	18,60	36,29	1,000	-0,002	0,000	120,907	120,825
Тр-р	30	29	0,40			0,318	-1,643	-0,521	38,469	120,907
Тр-р	30	32	0,40	11,90		0,091	1,685	0,885	11,000	120,907
ЛЭП	3	33	0,70	1,16			-0,507	-0,136	36,469	36,483
Тр-р	33	34	4,60	31,90	22,45	0,286				
Тр-р	33	35	4,60	31,90	22,45	0,286	-0,506	-0,136	10,376	36,469
Выкл	15	16					-0,120	-0,100	10,144	10,144

Таблица 27 – Токовая нагрузка ВЛ

N_нач	N_кон	I_нач	I_кон
3	5	74,410	74,410
5	8	5,314	5,314
55	11	17,690	17,690
111	14	4,159	4,159
55	17	8,631	8,631
17	20	6,919	6,919
111	23		
23	28	3,867	3,867
28	26	21,831	21,831
28	29	25,465	25,465
3	33	8,302	8,302

Из результатов расчета нормального режима сделать вывод необходимо о том, что воздушная линия и оборудование подстанций не перегружено. Значения отклонений напряжений, полученные при расчете нормального установившегося режима в действующей сети в ПВК RASTR Win, находятся в области приемлемых значений и не превышают пороги предельно допустимых

11.4 Анализ послеаварийного режима после реконструкции

Расчет послеаварийного режима в программе RASTR Win заключается в создании модели послеаварийного режима работы сети. Для этого отключается самая нагруженная ветвь (ПС «Архара» – ПС «Набережная»). Такой режим часто называется утяжеленным.

Таблица 28 – Параметры узлов

Номер	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1	220			8,03	10,47	231,870	
2	220					230,985	-0,562
3	35					36,725	-0,561
4	10	2,7	1			10,473	-0,922
444	220					225,854	-0,818
555	35	4,7	8,1			35,919	-0,785
666	10					10,473	-0,922
5	35					35,534	-2,341
55	35					35,534	-2,341
6	10	1	0,5			10,046	-3,337
7	10	1,4	0,5			10,026	-3,760
8	35					35,277	-2,225
9	10	0,3	0,1			10,021	-2,858
10	10	0,3	0,1				-0,616
11	35					36,343	-1,596
111	35					36,344	-1,595
12	10	0,4	0,1			10,313	-2,673
13	10	0,4	0,1			10,313	-2,673
14	35					36,184	-1,614
144	35					36,184	-1,614
15	10	0,1				10,295	-2,062
16	10	0,12	0,1			10,295	-2,062
17	35					35,278	-2,471
18	10	0,1					-0,919
19	10	0,1				10,073	-2,700
20	35					34,951	-2,631
21	10	0,4	0,1				-1,285
22	10	0,4	0,1			9,907	-3,508
23	35					37,063	-1,145
24	10	0,2	0,1			10,567	-1,326
25	10	0,2	0,1				0,000
26	35					37,159	-1,127

Продолжение таблицы 28

Номер	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	Delta
27	6	1,4	0,2			6,347	-1,966
28	35					37,243	-1,040
29	35					38,393	-0,283
30	110					120,684	-0,287
31	110					120,602	-0,293
32	10			6,25	3,02	11,000	0,000
33	35					36,711	-0,582
34	10	0,5	0,1				-0,002
35	10	0,5	0,1			10,445	-1,243

Таблица 29 – Параметры ветвей

Тип	N нач	N кон	R	X	B	Kт/г	P нач	Q нач	Vнач	Vкон
Тр-р	1	2	3,60	165,00	8,30	1,000	-3,264	-1,635	231,870	230,985
Тр-р	2	3	3,60			0,159	-0,507	-0,138	230,985	36,725
Тр-р	1	444	3,60	165,00	8,30	1,000	-4,768	-8,830	231,870	225,854
Тр-р	444	555	3,60			0,159	-4,706	-8,100	225,854	35,919
Тр-р	444	666	3,60	125,00		0,045				
Выкл	4	666					0,001		10,473	10,473
ЛЭП	3	5	1,99	3,31						
Тр-р	2	4	3,60	125,00		0,045	-2,704	-1,019	230,985	10,473
Тр-р	5	6	2,60	23,00	32,65	0,286	-1,009	-0,564	32,745	9,238
Выкл	5	55					1,317	0,685	32,745	32,745
Тр-р	55	7	2,60	23,00	32,60	0,286	-1,411	-0,583	32,745	9,217
Выкл	6	7								
ЛЭП	5	8	28,39	3,03			-0,308	-0,122	32,745	32,466
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,40	0,286	-0,306	-0,121	32,466	9,211
Тр-р	8	10	7,90	49,80	18,30	0,286				
ЛЭП	55	11	5,51	7,58			3,247	1,418	32,745	33,621
Выкл	11	111					4,113	1,743	33,621	33,622
Тр-р	11	12	4,60	31,90	22,45	0,286	-0,808	-0,246	33,621	9,527
Тр-р	111	13	4,60	31,90	22,45	0,286				
Выкл	12	13					-0,400	-0,100	9,527	9,527
ЛЭП	111	14	22,13	12,47			-0,225	-0,126	33,622	33,428
Выкл	14	144					0,000	0,000	33,428	33,428
Тр-р	14	15	7,90	49,80	18,30	0,286	-0,224	-0,125	33,428	9,502
Тр-р	144	16	7,90	49,80	18,30	0,286				
ЛЭП	55	17	14,67	9,82			-0,517	-0,151	32,745	32,469
Тр-р	17	18	4,60	31,90	22,45	0,286				
Тр-р	17	19	7,90	49,80	18,30	0,286	-0,103	-0,022	32,469	9,269
ЛЭП	17	20	23,32	15,60			-0,410	-0,126	32,469	32,114
Тр-р	20	21	11,20	49,20	14,37	0,286				
Тр-р	20	22	11,20	49,20	14,37	0,286	-0,406	-0,124	32,114	9,089

Продолжение таблицы 29

Тип	N нач	N кон	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	Vнач	Vкон
ЛЭП	111	23	4,19	4,23			4,341	1,864	33,622	34,400
Тр-р	23	24	2,60	23,00	32,60	0,286	-0,207	-0,144	34,400	9,805
Тр-р	23	25	2,60	23,00	32,60	0,286				
Выкл	24	25								
ЛЭП	23	28	5,05	5,10			4,624	2,078	34,400	35,392
ЛЭП	28	26	1,84	1,86			-1,415	-0,288	35,392	35,303
Тр-р	26	27	1,40	14,60	46,29	0,171	-1,411	-0,285	35,303	6,027
ЛЭП	28	29	5,05	5,10			6,138	2,458	35,392	36,632
Тр-р	31	30	0,40	18,60	36,29	1,000	-0,002	0,000	115,073	115,151
Тр-р	30	29	0,40			0,318	-6,297	-2,696	115,151	36,632
Тр-р	30	32	0,40	11,90		0,091	6,339	3,067	115,151	10,500
ЛЭП	3	33	0,70	1,16			-0,507	-0,137	36,725	36,711
Тр-р	33	34	4,60	31,90	22,45	0,286				
Тр-р	33	35	4,60	31,90	22,45	0,286	-0,506	-0,136	36,711	10,445
Выкл	15	16					-0,120	-0,100	9,502	9,502

Таблица 30 – Токовая нагрузка ВЛ

N нач	N кон	I нач	I кон	Iдоп расч ДДТН	I/I доп ДДТН
3	5			380	
5	8	5,83	5,83	175	3,334
55	11	62,36	62,36	330	18,898
111	14	4,41	4,41	175	2,518
55	17	9,49	9,49	210	4,517
17	20	7,63	7,63	210	3,633
111	23	81,14	81,14	265	30,618
23	28	85,27	85,27	265	32,176
28	26	23,54	23,54	265	8,882
28	29	108,29	108,29	265	40,864
3	33	8,25	8,25	380	2,171

Анализ режима работы сети после реконструкции с учетом показывает что напряжения во всех узлах сети отклоняются от номинального значения не более чем на 5 %, при этом токовые нагрузки ВЛ не превосходят длительно допустимый ток для данного сечения [27].

12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Спасск» в связи с реконструкцией и модернизацией в частности РУ 35 кВ.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотвода – 17 метров.

Расчет системы молниезащиты поводится по следующим формулам [10]:

Эффективная высота молниеотвода ПС «Спасск»:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (64)$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эфн} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны отдельностоящего молниеотвода:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (65)$$

Для отдельностоящего молниеотвода:

$$r_{0,н} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (66)$$

Для рассматриваемого случая:

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (25 - 17) = 13,06 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта – выключателя 35 кВ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (67)$$

Для выключателя (высота 6 м):

$$r_x = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{6}{14,45}\right) = 10,59 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта – выключателя 35 кВ:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (68)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 18,12 \cdot \left(1 - \frac{6}{13,06}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

13 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты в частности ПС «Спасск» заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

13.1 Описание реконструируемой сети

В данной работе рассматривается реконструкция воздушной линии электропередач 35 кВ «Спасск» – «Ярцево», относящейся к электрическим сетям «Амурской области». Дополнительно в проекте рассматривается проектирование ПС 35 кВ «Спасск» с установкой ячеек элегазовых выключателей.

13.2 Определение затрат на реализацию проекта

Капиталовложение на строительство ПС и ВЛ вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (69)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на реконструкцию подстанции «Спасск» определяются по [9]:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (70)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытых распределительных устройств в ценах 2000 года (стоимость одной ячейки элегазового выключателя 35 кВ × количество выключателей + стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ × количество выключателей).

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов в ценах 2000 года.

$K_{КУ}$ – стоимости компенсирующих устройств в ценах 2000 года.

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат по подстанции в ценах 2000 года включающая затраты на:

- выкуп земли
- благоустройство территории
- подвод коммуникаций, и т.д.

$K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2019 год (индекс дефлятор равен 4,28).

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

Определяем стоимость реконструкции ПС «Спасск»:

$$K_{ПС} = \left((5 \cdot 2 + 4 \cdot 0,085) + 7 \right) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 96,48 \text{ (млн.руб)}$$

Стоимость сооружения ВЛ определяется по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_p + S \cdot K_3 \cdot K_{инф} \quad (71)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения одного км линии (в ценах 2000 года);

l – длина линии (км).

K_p - районный коэффициент: для ВЛ –1,4 [9];

Определяем стоимость сооружения ВЛ «Спасск» – «Ярцево», ВЛ выполняется на стальных опорах имеет протяженность 28,74 км и выполнена проводом марки АС-35/6,2:

$$K_{ВЛ} = 0,87 \cdot 28,74 \cdot 4,18 \cdot 1,4 = 149,82 \quad (72)$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 96,48 + 149,82 = 246,3$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС} = \alpha_{ЭР.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (73)$$

где $\alpha_{ЭР.ВЛ} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах;

$\alpha_{ЭР.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт электрооборудования и распределительных устройств напряжением до 150 кВ:

Определяем издержки для данного проекта:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС} = \frac{0,8}{100} \cdot 149,82 + \frac{5,9}{100} \cdot 96,48 = 6,89 \text{ (млн.руб)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ2}} \quad (74)$$

где $T_{СЛ1} = 15 \text{ лет}$ – период службы для ВЛ;

$T_{СЛ2} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС.

$$I_{АМ} = \frac{149,82}{15} + \frac{96,48}{20} = 14,81 \text{ (млн.руб)}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (75)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР}. \quad (76)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{ТР}$ – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{\text{КОР}}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{З}} + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{Л}} \quad (77)$$

где $P_{\text{ЭФ.З}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.З}}$, $P_{\text{ЭФ.Л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}$ – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{З}}$, $T_{\text{Л}}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии.

Потери мощности в данном случае определяются с помощью программы РАСТР, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

При расчете вручную потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{З}} + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}} \quad (78)$$

где $P_{\text{ЭФ.З}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.З}}$, $P_{\text{ЭФ.Л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.Л}}$ – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{\text{ТР}}$ – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов ПС «Спасск».

Потери электроэнергии в трансформаторах также определяются из анализа расчета режима работы сети.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta W_{\text{БК}} + \Delta W_{\text{СК}} \quad (79)$$

где $\Delta W_{БК}$ – потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{СК}$ – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем суммарные потери электроэнергии (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети со среднегодовыми нагрузками см. приложение):

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{БЛ} + \Delta W_{ТП}) \times T_{\text{Год}} = (0,01 + 0,044) \times T_{\text{Год}} = 47,24 \text{ (МВт}\times\text{час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$И_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 47,24 \times 155,38 \cdot 10^{-6} = 0,007 \text{ (млн.руб/год)}$$

13.3 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих основных стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Реализовываться проект будет более года.

Расчет жизненного цикла:

Стадия проектирования – 1 год;

Строительство – 2 года;

В данном разделе были рассмотрены расчеты капиталовложений в реконструкцию сети которые в общем составили 246,3 млн.рублей.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- шум при работе силовых трансформаторов ПС 35 кВ Спасск после реконструкции;
- экологичность, связанная со строительством воздушной линии;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

14.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы[28]:

1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [29]:

- 1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- 2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [29].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, поэтому при обеспечении безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности [28].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Одним из важных аспектов при проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей является соблюдение техники безопасности.

Несоблюдение техники безопасности может принести серьезный вред здоровью, повлечь за собой потерю возможности продолжения профессиональной деятельности человека, привести к смерти.

Обеспечение безопасных условий и охраны труда возлагается на работодателя. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен быть ознакомлен с правилами техники безопасности и безукоризненно соблюдать их. Персонал, который обслуживает электроустановки периодически проходит проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализации техники безопасности на рабочем месте.

Основной нормативный документ, для персонала обслуживающий электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

Работы на опорах ВЛ являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам: работа связана с подъемом на опоры на большую высоту; рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день; электромонтажники-линейщики рассредоточиваются по рабочим местам вдоль ВЛ, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда; работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях ВЛ; работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

Поскольку новая линия будет проходить параллельно действующей линии необходимо соблюдать нормируемые расстояния от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, а также контролировать их заземление и иные правила техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [39].

Воздействие электрического поля ВЛ

Для персонала подстанций и линии установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,
- 10 кВ/м — 180 мин,
- 15 кВ/м — 90 мин,
- 20 кВ/м — 10 мин,

- 25 кВ/м — 5 мин.

Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля определяются СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

Согласно СанПиН 2971-84 в качестве предельно допустимых уровней приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории зоны жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны; курорты, земли поселков городского типа, в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов, в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов - 5 кВ/м;
- на участках пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;
- в населенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья) - 15 кВ/м;
- в труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения, - 20 кВ/м.

При проектировании и строительстве воздушной линии электропередачи должно обеспечиваться выполнение норм по параметрам электрических и магнитных полей, электромагнитных помех и шума, предъявляемых ГОСТ, СНиП, СанПиН.

Охранная зона линий электропередач – это зона, расположенная по обе

стороны ЛЭП, в виде участка земли, водного пространства, включающая в себя также воздушное пространство над данным участком. Величина охранной зоны зависит от места прокладки линии электропередач (вдоль суши, через водоем), ее конструктивного исполнения, назначения, класса напряжения линии.

Охранная зона для ВЛ 35 кВ составляет 15 м, данное расстояние регламентировано Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Для воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) устанавливаются санитарно-защитные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов. Эти зоны определяют минимальные расстояния до ближайших жилых, производственных и непроизводственных зданий и сооружений.

14.2 Экологичность

Так как в данной работе рассматривается реконструкция воздушной линии, рассмотрим экологичность ВЛ.

При строительстве объекта необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [36].

Воздушная линия электропередачи оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К основным отрицательным воздействиям относят:

- Влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- Изъятие земель в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;

- Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяются определенные меры.

Для улучшения экологической обстановки вблизи воздушных линий применяются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [36].

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции [36].

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц [36].

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ [36].

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой [36].

Электрические аппараты отрицательно воздействуют не только на природу, но и на самого человека.

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект от этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;
- воздействие электрических разрядов, возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и

механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками, - тока стекания.

- электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при соприкосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

15.2.1 Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 35 кВ Спасск

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [28].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [28].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

Так как ПС 35 кВ Спасск находится в поселке Новоспасск, проведем расчет шума, создаваемого трансформатором.

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Таблица 31 – Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения*	Типовая мощность трансформатора*, МВ*А	Класс напряжения*, кВ	Тип территории**
2	с системой охлаждения вида М	2,5	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. По таблице 31 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территории непосредственно прилегающие к жилым домам: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}}$

= 2,5 МВА, $U_{\text{ном}} = 35$ кВ):

$$L_{PA} = 76 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

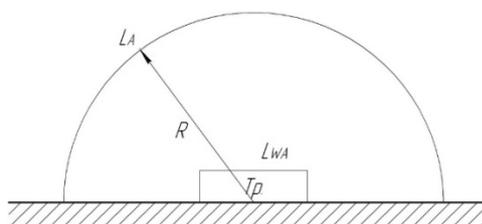


Рисунок 15 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (80)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (81)$$

где $S = 2\pi R^2$.

Пусть на ПС установлены на открытом воздухе 2 ТМ, и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 16. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

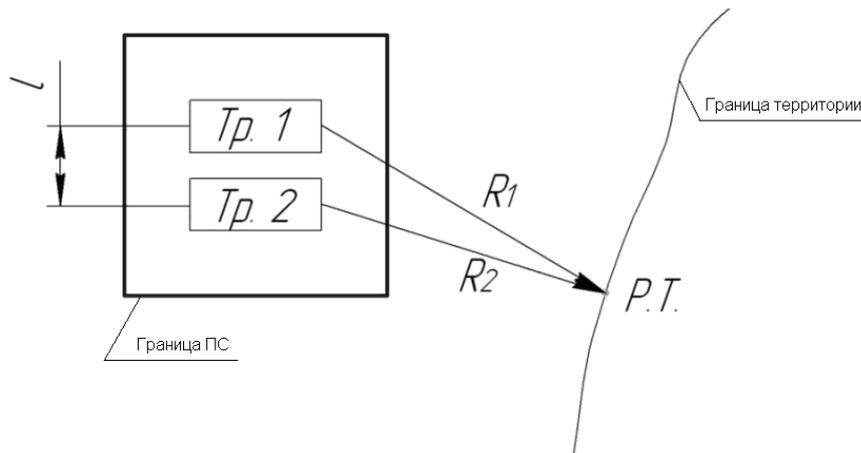


Рисунок 16 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{WAi}}, \quad (82)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{wAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{wA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 76} = 79 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{LA}$. Тогда $R = R_A$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{LA} = L_{wA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (83)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{wA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2\pi}}; \quad (84)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(79,01 - 45)}}{2\pi}} = 20,02 \text{ м}.$$

Вывод: Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{c33}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

14.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления,

катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

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

Противопожарная защита обеспечивается [24]:

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

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [24]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена реконструкция воздушной линии 35 кВ «Спасск» – «Ярцево», с заменой провода на АС-35/6,2. а также замена электротехнического оборудования ПС «Спасск».

На основании расчетных данных о токах короткого замыкания была проведена проверка и выбор основного силового и измерительного оборудования на ПС «Спасск». Так же был проведен расчет надежности электроснабжения потребителей. В части молниезащиты были определены зоны защиты молниеотводов указанные в графической части проекта.

Расчет режима работы сети показал, что отклонения напряжений от допустимых отсутствуют.

В экономической части определены основные экономические показатели проекта суммарные капиталовложения составили 246,3 млн.рублей.

В части безопасности и экологичности определены основные опасные и вредные производственные факторы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М : Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М. : Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

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

24 Сობурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

26 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2002 г.

27 ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М. : Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с.

28 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”.

29 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин,

30 М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

31 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых

32 общественных зданий и на территории жилой застройки».

33 ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

34 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

35 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.

36 СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

37 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.

38 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад. - 4-е изд., перераб. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр., ил.

39 Шестаков Д.Н. Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус – Т»: Учебное пособие. Курган: Курганский гос. ун-т, 2011.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Защита трансформатора на ПС «Спасск»

1 Общие сведения о защитах трансформатора

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если МТЗ имеет выдержку времени более 1 секунды. При наличии быстродействующих защит её применение допускается.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка.

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки определяется из условия не срабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)},$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}},$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K3}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)},$$

где $I_{K3}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки ($k_{\text{ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в этом случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора

Токовая защита от сверхтоков при внешних многофазных коротких замыканиях.

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трехобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

На трансформаторах мощностью менее 1000 кВ·А предусматривается максимальная токовая защита, действующая на отключение. Она же вместе с токовой отсечкой является основной защитой трансформатора. На трансформаторах мощностью более 1000 кВ·А должна быть предусмотрена

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения или без него.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от внешних КЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР\max},$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,1 – 1,2);

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска двигателей;

k_B - коэффициент возврата токового реле;

$I_{НАГР\max}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Согласно ПУЭ максимальная токовая защита должна иметь коэффициент чувствительности более 1,5 при двухфазном КЗ.

Токовая защита от перегрузок.

Защита от перегрузки предусмотрена на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более. Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защиту от перегрузки выполняют одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока, защиты от внешних коротких замыканий. Для отстройки от коротких замыканий и кратковременных перегрузок предусматривается реле времени. Защита действует на сигнал.

4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т» для защиты трансформатора ТМ-2500/350 со схемой соединения обмоток Y/Δ-0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Номинальная мощность трансформатора – 2,5 МВ·А.

Номинальное напряжение – 38,5 кВ/11 кВ.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 35 кВ (точка К1) и шинах 10кВ (точка К2) приведены в таблице.

Таблица – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 35 кВ (К ₁)	3,16
На стороне 10 кВ (К ₂)	5,704

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{I_{K3}^{(3)НН}}{k_T},$$

где $I_{K3}^{(3)НН}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 35 /10 кВ. Он приводит значение тока

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (52) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах НН (точка К2), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{5704}{38,5 / 11} = 1629 \text{ А.}$$

Основные рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены ранее при описании особенностей дифзащиты.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки выполняется в соответствии с методикой.

5 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		38,5 кВ	11 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	37,5	131,4
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	1,88	1,64
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН} \gg I_{ном.НН}$	1,9	1,6

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, на стороне СН в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки(ДЗТ-1):

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} - \text{относительное значение уставки срабатывания отсечки.}$$

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1629 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{\max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}},$$

$$I_{кз.внеш}^{\max} = \frac{1629}{37,5} = 43,44$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{\max},$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 43,44$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 36$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 36 \cdot 37,5 = 1350 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (52).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,16 = 2733 \text{ А.}$$

$$k_{\chi} \geq \frac{2733}{1350} = 2,024 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} - \text{базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}} - \text{вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} - \text{уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между

обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв},$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который следует принимать равным 1,3 – можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$\begin{aligned} I_{диф} &= K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,36 \cdot I_{скв} \\ &= 0,47 \cdot I_{скв} \end{aligned}$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}),$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,36 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}.$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}.$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,47 / 0,8 = 58 \%.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{T1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}.$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 - \text{базовая уставка ступени};$$

$K_{торм} = 59\%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,51 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 - \text{уставка блокировки от второй гармоники}.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Проверим расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1629 = 1409,1 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{ДИФ} / I_{НОМ} = 1409,1 / 37,5 = 37 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{ТОРМ} / I_{НОМ} = 0,5 \cdot (1409,1 / 37,5) = 18,8 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-Т» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{ТОРМ} / I_{НОМ}}{I_{Д1} / I_{НОМ}},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{37}{0,3} = 123 > 2.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{\text{Д}} / I_{\text{ном}}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{Д1}}/I_{\text{ном}}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{\text{Д}} / I_{\text{ном}} = 0,1$; $T = 10$ с.

6 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{\text{А ВН}}$, $I_{\text{В ВН}}$, $I_{\text{С ВН}}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (49). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{\text{К2}}^{(3)\text{ВН}} = 1629$ А.

Для НН получим:

$$I_{\text{ТО}} \geq 1,3 \cdot 1629 = 2117 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$I_{cp.to} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.VH}},$$

$$I_{cp.to} \geq \frac{2177 \cdot 1}{100 / 5} = 108,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-Т». Принимаем $I_{cp.to} = 108,8 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.to} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}},$$

$$I_{TO} \geq \frac{108,8 \cdot 100 / 5}{1} = 2177 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 35 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3160 = 2733 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{2453}{1186} = 2,068 > 1,2.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (49), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{\text{то}} = 0,1$ с.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для

отстройки от тока нагрузки - $k_{отс} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_c = 1,1$.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}},$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{3350}{\sqrt{3} \cdot 35} = 55,3 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (52) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{отс} = 1,2$; коэффициент самозапуска двигателей $k_{зАП} = 1,5$; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_B = 0,92$.

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 55,3 = 108,2 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{108,2 \cdot 1}{100 / 5} = 5,41 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т». Принимаем $I_{ср.мтз} = 5,41 \text{ А}$.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ГО} \geq \frac{5,41 \cdot 100 / 5}{1} = 108,2 \text{ А}.$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3) по формуле (103).

$$k_{чСН} \geq \frac{1629}{108,2} = 15,1 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле, с:

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t,$$

где t_{\max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{МТЗ} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}.$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

7 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_B} \cdot I_{\text{В.ном}},$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92;

$I_{\text{В.ном}}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 1,9 и 1,6 А из таблицы. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,9 = 2,17 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6 = 1,83 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (102).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-Т».

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор типа опор и изоляторов

1 Конструктивное исполнение ВЛ «Спасск – Ярцево»

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) – устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикреплённым с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам или другим сооружениям (мостам, путепроводам).

Состав ВЛ:

- Провода;
- Траверсы;
- Изоляторы;
- Арматура;
- Опоры;
- Грозозащитные тросы;
- Разрядники;
- Заземление;
- Вспомогательное оборудование для нужд эксплуатации (аппаратура высокочастотной связи, ёмкостного отбора мощности и др.).

Провода воздушных линий электропередач предназначены для передачи электрической энергии от источников к электроприёмникам потребителей.

Расположение проводов на опорах.

Число проводов на опорах может быть разным. Обычно ВЛ состоит из 3 фаз, поэтому опоры одноцепных ВЛ напряжением свыше 1 кВ рассчитаны на подвеску трёх фазных проводов, то есть одной цепи. На опорах двухцепных ВЛ подвешивают две параллельно идущие цепи, то есть 6 проводов.

Также бывают ВЛ с расщеплёнными фазами, когда вместо одного фазного провода большого сечения подвешивается несколько скреплённых между собой проводов меньшего сечения. Обычно в каждой фазе ВЛ напряжением 6—220 кВ подвешивают по одному проводу, ВЛ 330 кВ — два

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

провода, расположенных горизонтально, ВЛ 500 кВ — три провода по вершинам треугольника, ВЛ 750 кВ — четыре провода по углам квадрата или пять проводов по углам пятиугольника, ВЛ 1150 кВ — восемь проводов по углам восьмиугольника.

При необходимости над фазными проводами подвешивается один или два грозозащитных троса.

На опорах ВЛ до 1 кВ подвешивается от 5 до 12 проводов для электроснабжения различных потребителей по одной ВЛ (наружное и внутреннее освещение, электросиловое хозяйство, бытовые нагрузки).

ВЛ до 1 кВ с глухозаземлённой нейтралью помимо фазных снабжена нулевым проводом. Иногда на одних и тех же опорах могут быть подвешены провода линий разного напряжения и назначения.

2 Выбор типа опор и определение приведенного центра тяжести

Обоснованный выбор конструкций ВЛ и их расчеты по условиям механической прочности – важные задачи проектирования. На участке от ПС Спасск до ПС Ярцево настоящий раздел включает вопросы выбора опор ВЛ, расчета механической прочности и тросов, расстановки опор по профилю трассы, расчета монтажных стрел провеса, выбора изоляторов.

В качестве промежуточных принимаются свободностоящие стальные опоры П35-1; промежуточная – 1х цепная – стальная, рассчитанная на подвеску провода АС-35/6,2 в третьем районе по гололеду. Расчетная толщина стенки гололеда $b=0,018$ мм. Для выбранного типа опор принимается: $l_{\text{заб}} = 330$ м, $l_{\text{вем}} = 335$ м, $l_{\text{вес}} = 420$ м. В качестве анкерно-угловых опор приняты У-35-1+5; Анкерно-угловая – 1ц – Ст – С.

3 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки γ_i кг/м мм² на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

и применяются во всех расчетах конструктивной части воздушных линий в качестве исходных величин. При определении удельных весовых нагрузок проводов (тросов) осуществляется переход от массы 1 м провода (и массы осевшего гололеда) к механической силе умножением на ускорение свободного падения.

Нагрузка от массы провода γ_1 :

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} \cdot 10^{-3},$$

$$\gamma_1 = 9,81 \frac{385}{35,4} \cdot 10^{-3} = 0,039, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2,$$

где F_p – расчетное сечение всего провода, (мм^2).

Нагрузка от массы гололеда γ_2 :

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b_{\text{н.г.}} \cdot (d + b_{\text{н.г.}}) \cdot 10^{-6}}{F_{\text{д}}}, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2,$$

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 18(18 + 18) \cdot 10^{-6}}{35,4} = 0,188, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2,$$

где g_0 – плотность гололеда, кг/м^3 ;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/сек^2 ;

d – диаметр провода, м;

$b_{\text{н.г.}}$ – нормативная толщина стенки гололеда, мм.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2,$$

$$\gamma_3 = 0,03959 + 0,188 = 0,227993, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, γ_4 :

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot q_{\max} \cdot d}{10^{-6} \cdot F_p},$$

$$\gamma_4 = \frac{0,78 \cdot 1,2 \cdot \frac{650}{18}}{35,4} \cdot 10^{-3} = 0,00035, \text{ Н/м}^2 \text{ мм}^2,$$

где $a=0,78$ - коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра q_{\max} ;

$C_x=1,2$ – аэродинамический коэффициент;

$q_{\max} = 650$ - скоростной напор ветра.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, γ_5 :

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b_{a.i})}{F_p} \cdot 10^{-3},$$

$$\gamma_5 = \frac{0,78 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (18 + 2 \cdot 18)}{35,4} \cdot 10^{-3} = 0,086, \text{ Н/м}^2 \text{ мм}^2.$$

Суммарная ударная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод, γ_6 :

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2},$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(0,03959)^2 + (0,00035)^2} = 0,04, \text{ Н/м}^2 \text{ мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра, γ_7 :

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2},$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(0,188)^2 + (0,086)^2} = 0,207, \text{ Н/м}^2 \text{ мм}^2.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

4 Определение критических пролетов ВЛ «Спасск – Ярцево»

При расчетах проводов принимаются такие сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

$l_{1кр}$ – пролет, которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения σ_{tmin} , а в режиме среднегодовой температуры значения – σ_{γ} ;

$l_{2кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению σ_{tmax} , а в режиме низкой температуры значения – σ_{tmin} ;

$l_{3кр}$ – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому напряжению σ_{γ} , а в режиме наибольшей нагрузки равно – $\sigma_{\gamma max}$.

Критические пролёты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\gamma} - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{\gamma} - t_{tmin}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_{\gamma}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}},$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{t\min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_r - t_{\min}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{t\min}} \right)^2}},$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma\max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(\sigma_{\gamma\max} - \sigma_{\text{э}}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_r - t_{\text{э}}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma\max}}{\sigma_{\text{э}}} \right)^2}},$$

где $\sigma_{\text{э}}$, $\sigma_{\gamma\max}$, $\sigma_{t\min}$ – нормативные допускаемые напряжения проводов, принимаются по ПУЭ.

При среднегодовой температуре: $\sigma_{\text{э}} = 87 \text{ Н/мм}^2$.

При наибольшей нагрузке: $\sigma_{\gamma\max} = 130, \text{ Н/мм}^2$.

При наименьшей температуре: $\sigma_{t\min} = 130, \text{ Н/мм}^2$.

Модуль упругости – $E = 8,25 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2$.

Температурный коэффициент расширения – $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}, \text{ C}^{-1}$.

Расчет критических пролетов:

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot 87}{0,03959} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(87 - 116) \cdot \frac{1}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (4 - (-20)) \right]}{1 - \left(\frac{87}{116} \right)^2}} = 170,$$

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot 116}{0,03959} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(116 - 116) \cdot \frac{1}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-20)) \right]}{\frac{0,207}{0,03959} - \left(\frac{116}{116} \right)^2}} = 47,$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot 116}{0,03959} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[(116 - 87) \cdot \frac{1}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - 4) \right]}{\frac{0,207}{0,03959} - \left(\frac{116}{87} \right)^2}} = 37.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Если $I_{1кр} > I_{2кр} > I_{3кр}$, то физический смысл имеет только $I_{2кр}$ и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим t_{min} и режим наибольших нагрузок. Случай, когда $I_{расч} > I_{2кр}$, то исходный режим – режим максимальных нагрузок и расчетное уравнение состояния следующее:

$$\sigma \cdot \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot I_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{tmin} \cdot \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot I_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{tmin}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_{min}).$$

5 Систематический расчет провода

Для расчета сталеалюминевых проводов принимаются режимы, указанные в таблице.

Таблица – Расчетный режим условных сочетаний климатических условий

Расчетный режим	Условные сочетания климатических условий	Номера нагрузок (γ)	σ , Н/мм ²	f , м
1	Провода покрыты гололедом, $t = -5^{\circ}\text{C}$, скор. напор ветра $0,25q_{max}$	7	269	10
2	Провода покрыты гололедом, $t = -5^{\circ}\text{C}$, ветра нет	3	286	10
3	Скоростной напор ветра q_{max} , $t = -5^{\circ}\text{C}$, гололеда нет	6	104	5
4	Среднегодовая температура t_3 , ветра и гололеда нет	1	96	5
5	$t = +15^{\circ}\text{C}$, ветра и гололеда нет	1	89	6
6	Низшая температура t_{min} , ветра и гололеда нет	1	116	4
7	Макс. температура t_{max}	1	86	6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

После этого сравниваем полученные стрелы провеса f со значением максимальной $f_{\max} = h_1 - h_{\text{заб}} + \Delta h_{\text{габ}}$, так как это значение является максимально допустимым.

6 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор изоляторов.

При выборе изоляции ВЛ необходимо выполнять требования ПУЭ, п.2.5.58-2.5.62.

Выбор типов изоляторов производится на основании определяемых необходимостью электромеханической прочности изоляторов.

Необходимыми исходными данными являются: номинальное напряжение линии; район прохождения трассы; материал и тип опор; нормативная механическая нагрузка на изоляторы.

Согласно ПУЭ, коэффициент запаса в нормальном режиме должен быть $n_1 \geq 2.7$, при среднегодовой температуре $n_2 > 5$.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 2,7,$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 5,$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кг;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, кг/м;

$l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, м;

G_2 – вес гирлянды, кг.

При расчетах используем формулы:

$$2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2) \geq P,$$

$$5 \cdot (p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2) \leq P.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Предварительно выбираем для натяжной гирлянды изолятор ЛК-70/35.

$$p_1 = \gamma_1 \cdot (F_p \cdot 10^{-6}) = 3,854 \cdot 10^{-7},$$

$$p_7 = \gamma_7 \cdot (F_p \cdot 10^{-6}) = 2,015 \cdot 10^{-6},$$

$$2,7 \cdot (3,854 \cdot 10^{-7} \cdot 335 + 3,6) = 95,355,$$

$$5 \cdot (2,015 \cdot 10^{-6} \cdot 335 + 3,6) = 176,581.$$

Выбор типа изоляторов производится по формулам:

$$2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{век}}{2} + G_z \cdot g\right)^2} = 2,988 \cdot 10^4;$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_3 \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{век}}{2} + G_z \cdot g\right)^2} = 4,719 \cdot 10^3.$$

где σ_{\max} , σ_3 – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре, определенные расчетом (но не допустимые).

где σ_3 , $\sigma_{\gamma_{\max}}$, σ_{\min} – нормативные допускаемые напряжения проводов, принимаются по ПУЭ.

После проведенных расчетов принимаем к установке линейный подвесной стержневой полимерный изолятор ЛК – 70/35.

Условия соблюдаются, следовательно, выбранный тип изолятора подходит.

Такие изоляторы позволяют заменить целые гирлянды на ВЛ соответствующих классов напряжения и таким образом полностью решить вопрос обеспечения надёжности линий электропередачи высших классов напряжения. Масса полимерных изоляторов в 5 – 20 раз легче аналогичных гирлянд с подвесными изоляторами. Это позволяет получить существенные

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

преимущества при транспортировке, монтаже и эксплуатации изоляции линий электропередачи.

Выбор линейной арматуры:

Линейная арматура делится по назначению на пять основных видов:

- Зажимы – служат для закрепления проводов и тросов, подразделяются на поддерживающие и натяжные;

- Сцепная арматура – для соединения зажима с изолятором, для подвески гирлянды на опору;

- Защитная арматура – монтируется для выравнивания напряжения по гирлянде и для защиты от дуги при перекрытии;

- Соединительная арматура – для соединения проводов и тросов в пролётах, для соединения проводов в шлейфах.

Зажим поддерживающий состоит из лодочки, в которую укладывается провод, болтов для закрепления провода и пружины для крепления зажима. В основном применяются глухие зажимы.

Натяжные зажимы подразделяются на: болтовые, прессуемые, клиновые. В данном случае выбирается зажим натяжной болтовой.

Соединители подразделяются на овальные и прессуемые.

Выбираются также поддерживающие зажимы – глухие, натяжные – прессуемые.