

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 Бурейск –
Родионовка с заменой опор и проводов в Амурской области

Исполнитель
студент группы 542-об2


_____ 03.06.2019
подпись, дата

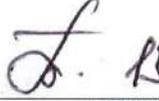
М.А. Рудаков

Руководитель
доцент


_____ 03.06.2019
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

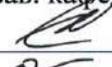
Благовещенск 2019

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 Рудакова
Михаила Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция воздушной линии напряжением 35 кВ
Булейка - Родионовка с заземляющей опорой и проводов в Амурской области
(утверждено приказом от 05.04.19 № 359-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по
предпроектной практике

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

Описание существующей схемы электроснабжения в районе
проектирования, выбор оборудования РУ ПС «Родионовка».

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи 6 шт

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Буцаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г. к.т.н
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): Михаил
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 с., 11 рисунков, 26 таблиц, 73 формулы, 25 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции линии ВЛ 35 кВ «Бурейск» - «Родионовка». Произведено вычисление рабочих токов и токов КЗ. Произведен подбор основного электрического оборудования. Выбрана микропроцессорная защита трансформаторов. Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 35 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен расчет режимов. Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ 35 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения подстанции «Родионовка»	9
2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе проектирования	11
3 Характеристика источников питания в рассматриваемом РЭС	15
4 Характеристика потребителей ПС «Родионовка»	16
5 Нагрузка ПС «Родионовка»	18
6 Определение рационального напряжения	19
7 Выбор компенсирующих устройств	21
8 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	22
9 Выбор сечения ВЛ для питания ПС «Родионовка»	23
10 Оценка надежности питания ПС «Родионовка»	25
11 Расчет токов короткого замыкания	32
12 Выбор оборудования РУ ПС «Родионовка»	41
12.1 Выбор выключателей 35 кВ	41
12.2 Выбор выключателей 10 кВ	41
12.3 Выбор разъединителей	41
12.4 Выбор трансформаторов тока	44
12.5 Выбор трансформаторов напряжения	47
12.6 Выбор гибкой ошиновки	49
12.7 Выбор жестких шин 10 кВ	49
12.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	52
13 Расчет режима работы	56
14 Защита от прямых ударов молнии	64
15 Защита трансформатора на ПС «Родионовка»	66
16 Экономическая часть	88

16.1	Описание реконструируемой сети	88
16.2	Определение затрат на реализацию проекта	88
16.3	Жизненный цикл объекта	93
17	Безопасность и экологичность	94
17.1	Безопасность	94
17.2	Экологичность	99
17.3	Чрезвычайные ситуации	104
	Заключение	107
	Библиографический список	108

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы существующие задачи становления промышленности через глобальную интенсификацию и возрастание результативности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают возрастание уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и разумную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводительных затрат электроэнергии при ее передаче, разделении и потреблении.

Главными потребителями электроэнергии считаются разнообразные ветви индустрии, транспорт, аграрное производство, хозяйства населенных пунктов и поселков. При этом больше 70 % использования доводится на индустриальные объекты. Все без исключения аграрные компании используют электроэнергию, все жилые дома в населенных пунктах имеют электрический ввод.

Основная цель – это необходимость доводить электроэнергию к большому количеству относительно слабых объектов, распределенных по всей территории государства. Верное электроснабжение состоит в уменьшении стоимости электроэнергии до наименьшей. Данного необходимо достигать при соблюдении абсолютно всех требований, правил, форм и, прежде всего, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее передачи.

С целью обеспечения подачи электроэнергии в надобном числе и надлежащего качества с энергосистем к объектам промышленности, установкам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением вплоть до 1000В и выше трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция воздушной линии напряжением 35 кВ «Бурейск – Родионовка» Амурской области ОАО ДРСК в связи с истечением срока эксплуатации линии.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том что реконструкция линии необходима для осуществления электроснабжения потребителей, подключенных к ПС «Родионовка».

Целью данного проекта является определение варианта реконструкции линии 35 кВ «Бурейск – Родионовка».

К главным задачам необходимо причислить следующие: определение сечения ВЛ питания ПС «Родионовка», подбор номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Иными задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и установление экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «РОДИОНОВКА»

Амурская область располагается на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, является частью Дальневосточного федерального округа. Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Большая часть области находится в бассейне Верхнего и Среднего Амура, что и определяет её наименование.

Климат переходный от муссонного на юго-востоке до резко континентального на северо-западе. Развитие подобного климата обуславливается перемещением воздушных масс и следующих географических условий: удалённость местности от моря-океана, широтное расположение, воздействие подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

В Амурской области Зейский, Селемджинский и Тындинский регионы, а также города Зея и Тында приравнены к регионам Крайнего Севера.

Годичная совокупность осадков в сфере огромна: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм.

Для области свойственен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью атмосферного микроклимата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения возрастает полная и условная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках. Климат, прежде всего, обуславливает показатели температуры самого холодного и самого жаркого месяцев. В январе изотермы с наиболее невысокими показателями приурочены к горным районам. На севере

области средняя январская температура опускается вплоть до -31 °С. В межгорных впадинах ниже. К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от -26 °С до -22 °С.

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 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
Вес снегового покрова, кгс/м ²	120
Температура гололедообразования, °С	-10
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	1-1,5
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

Указанные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

Как заметно на схеме внешнего электроснабжения ПС «Родионовка» основным источником питания является «Райчихинская ГРЭС».

Она питает ПС «Бурейск» по двум линиям 110 кВ длиной 16,4 км, выполненных проводом АС 95/16; ПС «Малиновка» по линии 35 кВ длиной 15 км, выполненной проводом АС 120/19; ПС «Бурейск – Тяга» по линии 110 кВ длиной 12 км, выполненной проводом АС 185/24. Линия 110 кВ соединяющая ПС «Бурейск – Тяга» с ПС «Родионовка» выполнена проводом АС 240/24 и в нормальном режиме работы сети отключена. Линия 35 кВ соединяющая ПС «Бурейск» и ПС «Малиновка» выполнена проводом АС 120/19, имеет протяженность 3 км и в нормальном режиме отключена. ПС «К.Карьер», ПС «Перевалбаза», ПС «РТС» питаются от шин среднего напряжения ПС «Бурейск» по линии состоящей из провода следующих марок АС-50/8 2,5км, АС-50/8 0,8 км, АС-70/11 7,7 км. ПС «Родионовка» питается от шин среднего напряжения ПС «Бурейск» по линии 35 кВ выполненной проводом АС-35/6,2 протяженностью 26,9 км.

На ПС «Бурейск» установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН-16000/110/35/6. На ПС «Родионовка» установлены два двухобмоточных трансформатора ТАМ-1800/35/10. На ПС «Перевалбаза» установлены два двухобмоточных трансформатора ТМН-2500/35/6. На ПС «Малиновка» установлены два двухобмоточных трансформатора ТМН-6300/35/10. На ПС «К.Карьер» применен двухобмоточный трансформатор ТМ-3200/35/6. На ПС «РТС» применен двухобмоточный трансформатор ТМ-100/35/0,4. 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 (%)
«Родионовка»	T1 – 1,8 МВА	0,17	10	10
	T2 – 1,8 МВА	-	-	

Продолжение таблицы 2

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
«Перевалбаза»	T1 – 2,5 МВА	1,5	62	62
	T2 – 2,5 МВА	-	-	
«Малиновка»	T1 – 6,3 МВА	2,06	33	33
	T2 – 6,3 МВА	-	-	
«Бурейск»	T2 – 16 МВА	5,32	36	88
	T2 – 16 МВА	5,05	33	

Исследование информации по загрузке трансформаторов на ПС демонстрирует то что нагрузка даже в режиме зимнего максимума невелика, и остается значительный резерв мощности. Максимальная загрузка трансформаторов приходится на ПС «Перевалбаза» 62%, даже при отключении одного трансформатора загрузка оставшегося в работе остается меньше предельного значения.

Таблица 3 – Загрузка воздушных линий в режиме зимнего максимума.

Наименование ВЛ	Сечение провода (мм ²)	Длина ВЛ (км)	Нагрузка (А)	Длительно допустимый ток (А)	Нагрузка (%)
«Бурейск» - «РГРЭС»	95	16,4	33,6	330	10,19
«Бурейск» - «РГРЭС»	95	16,4	33,6	330	10,19
«Бурейск» - отв.«РТС»	50	2,5	30,6	210	14,57
отв.«РТС» - отв.«Перевалбаза»	50	0,8	32,26	210	15,36
отв.«Перевалбаза»- «К.Карьер»	70	7,7	7,30	265	2,75
«Малиновка» - «РГРЭС»	120	15,0	29,1	380	7,67
«Бурейск» - «Родионовка»	35	26,9	4,01	175	2,29

Нагрузка ВЛ таким образом ведь равно как и трансформаторов невелика, токи для данных сечений отдалены от длительно допустимых. Более нагруженной считается ВЛ отв. «РТС» - отв. «Перевалбаза»

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ В РАССМАТРИВАЕМОМ РЭС

На рисунке 2 представлена однолинейная схема источника питания для ПС 110 и ПС 35 рассматриваемого района электрических сетей «Райчихинская ГРЭС».

Райчихинская ГРЭС – старейшее энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс.

Основное оборудование станции:

- 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4,
- 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9,
- турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4,
- турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5,
- турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6,
- турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7.

Установленная мощность - Электрическая 219 МВт; Тепловая 65 Гкал/ч.

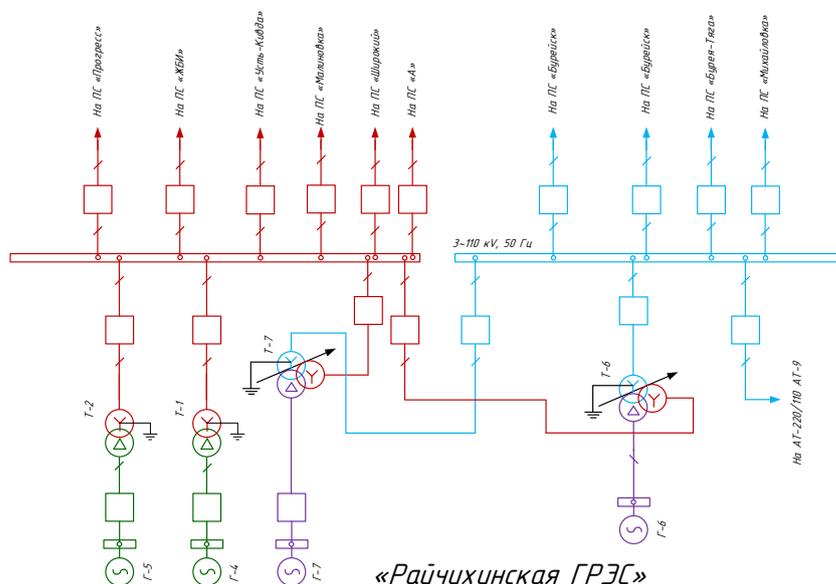


Рисунок - 2 «Райчихинская ГРЭС»

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «РОДИОНОВКА»

Надежность любой энергетической системы – это непрерывное снабжение электроэнергией в границах допустимых характеристик ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды[12].

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории :

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может спровоцировать за собой угрозу для жизни людей, существенный вред народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, несоблюдение функционирования наиболее значимых элементов коммунального хозяйства.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к многочисленному недоотпуску продукта, многочисленным простоям работников, элементов и промышленного транспорта, нарушению стандартной работы 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

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

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

Данная выпускная квалификационная работа охватывает реконструкцию воздушной линии напряжением 35 кВ питающую ПС «Родионовка», при этом согласно исходным данным на данной ПС в нагрузке присутствуют потребители третьей категории.

5 НАГРУЗКИ НА ПС «РОДИОНОВКА»

При реконструкции воздушной линии и ПС следует принимать во внимание значения действующих нагрузок. Нагрузки полученные путем контрольных замеров приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики нагрузки.

ПС	«Родионовка»
Активная максимальная (МВт)	0,20
Активная средняя (МВт)	0,19
Активная эффективная (МВт)	0,19
Реактивная максимальная (Мвар)	0,11
Реактивная средняя (Мвар)	0,10
Реактивная эффективная (Мвар)	0,10

Приобретенные сведения применяем с целью последующих расчетов при выборе силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и линий электропередачи.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В данном подразделе назначается номинальное напряжение воздушной линии питающей ПС «Родионовка». Это одна из ключевых характеристик электроустановок, которая устанавливает капиталовложения и затраты в ходе эксплуатации сети. По этой причине выбранный уровень номинального напряжения обязан отвечать требованиям экономической целесообразности при финансировании проекта. В данном проекте 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 .

Данная эмпирическая формула дает возможность получать точное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ. Необходимо принимать во внимание 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 «Родионовка» по одноцепной ВЛ от ПС «Бурейск» (кВ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{26,9} + \frac{2500}{0,20}}},$$

$$U_{РАЦ} = 9,58.$$

Делаем вывод о том что номинальное напряжение ПС «Родионовка» необходимо принять 10 кВ, но так как имеющаяся база оборудования располагает к

подключению на напряжении 35 кВ выбирается реконструкция уже существующей линии 35 кВ.

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

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

Установка источников реактивной мощности напрямую у потребителей именуется компенсацией реактивной мощности. Подобная компенсация мощности оказывает позитивное воздействие на экономические показатели функционирования электрической сети, таким образом позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Заранее устанавливаем мощность компенсирующих приборов на подстанции «Родионовка». Расчёт ведется согласно предельному коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [4]:

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

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

$$Q_{mp} = 0,11 - 0,20 \cdot 0,4,$$

$$Q_{mp} = 0,03 \text{ (Мвар)};$$

Так как на ПС «Родионовка» одна секция шин, то мощность на одной секцию составит

$$Q_1 = 0,03 \text{ (Мвар)}.$$

Так как величина необходимой компенсации реактивной мощность очень мала, нет необходимости устанавливать устройства для ее компенсации.

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На ПС «Родионовка» установлены два двухобмоточных трансформатора ТАМ-1800/35/10, в связи с малой загрузкой трансформатора предлагается заменить его на менее мощный, с целью уменьшения потерь.

Определяем необходимую мощность силового двухобмоточного трансформатора по следующей формуле (МВА):

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{сети}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot K_3^{\text{норм}}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{треб}}$ – требуемая мощность трансформатора (МВА);

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность нагрузки в зимний период (МВт) ;

$Q_{\text{сети}}$ – максимальная реактивная мощность в зимний период получаемая из сети;

n_{T} – количество трансформаторов;

$K_3^{\text{норм}}$ – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов.

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{0,23^2 + 0,11^2}}{2 \cdot 0,7},$$

$$S_{\text{треб}} = 9,04 \text{ (МВА)}.$$

Согласно каталожным сведениям принимаем трансформатор типа ТМН 1000/35/10, так как это самый маломощный трансформатор напряжением 35/10 кВ. Прежде указывалось что для повышения качества электрической энергии требуется регулирование напряжения под нагрузкой трансформатора, следовательно выбранный тип оснащен устройством РПН.

В нормальном режиме на ПС работает один трансформатор.

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВЛ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПС «РОДИОНОВКА»

В этой бакалаврской работе рассматривается реконструкция одноцепной ВЛ между подстанциями «Бурейск»- «Родионовка» в соответствии с предшествующим заключением ВЛ должна иметь номинальное напряжение 35 кВ.

Исходя из вышесказанного устанавливаем сечение ВЛ согласно [4] по экономическим токовым интервалам в нормальном режиме питания ПС «Родионовка» от ПС «Бурейск». Расчетный ток в этом сечении рассчитывается по следующей формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (5)$$

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:

$$I_p = \frac{\sqrt{0,20^2 + 0,11^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9,$$

$$I_p = 3,6 \text{ (A)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатическую характеристику района принимаем для ВЛ «Бурейск» – «Родионовка» провод марки АС 35/6,2 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 35 мм^2 и несущей стальной $6,2 \text{ мм}^2$) как минимально допустимый к установке.

10 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПИТАНИЯ ПС «РОДИОНОВКА»

Надежность питания электрических систем – это комплексное качество, что содержит в себе безотказность, , ремонтпригодность, устойчивость, сохраняемость, управляемость, , живучесть, долговечность и безопасность.

Значимым компонентом системы является – подстанция (в данном случае «Родионовка»), от надежности работы, которой зависит функционирование объектов, являющихся потребителями электроэнергии.

Вопрос надежности подстанции и ее компонентов сопряжен с вопросами определения показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С повышением электропотребления усложняется состав подстанции, возрастает ее мощность и возрастает надежность работы.

Большая часть проблем по организации процессов функционирования системы объединяется к высококачественной и количественной оценке вероятностных характеристик в стационарном режиме с задействованием различных способов расчета.

Для определения надежности электроснабжения ПС «Родионовка» на рисунке 2 показана однолинейная схема.

Полное отключение данной схемы возможно в том случае, если произойдет отключение питающей линий.

Сведения характеристик надежности считаются 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
Выключатель 35 кВ	0,004	40	0,8	8,0

Элемент	λ , 1/год	тв, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Силовой трансформатор ТМН 1 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

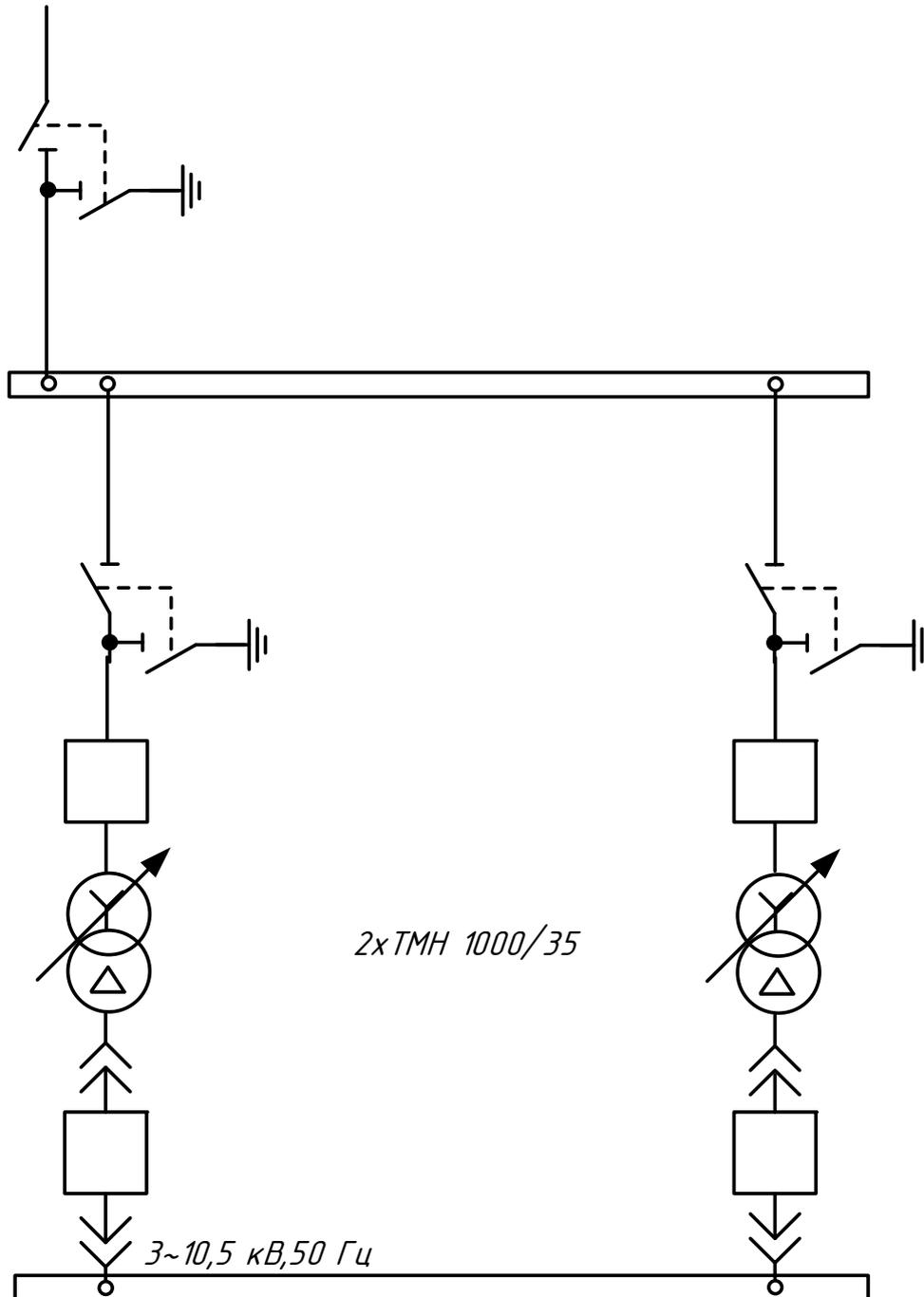


Рисунок 3 – Принципиальная однолинейная схема ПС «Родионовка»

Определяем вероятность выхода из строя каждого элемента по следующим формулам:

Для воздушной линии электропередачи вероятность отказа определяется:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\lambda_{\text{вл}} \cdot t_{\text{вл}}}{T_{\text{Г}}} \cdot l \cdot \frac{1}{100}, \quad (6)$$

$$q_{\text{вл}} = \frac{0,9 \cdot 9}{8760} \cdot 26,9 \cdot \frac{1}{100},$$

$$q_{\text{вл}} = 24,9 \cdot 10^{-5}.$$

где $T_{\text{Г}}$ – число часов в году (час).

l – длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ вероятность выхода из строя определяется как:

$$q_{\text{ш10}} = \frac{\lambda_{\text{ш}} \cdot t_{\text{ш}}}{T_{\text{Г}}} \cdot n_{\text{ш}}, \quad (7)$$

$$q_{\text{ш10}} = \frac{0,03 \cdot 5}{8760} \cdot 10,$$

$$q_{\text{ш10}} = 1,71 \cdot 10^{-4}.$$

Для разъединителей 35 кВ вероятность выхода из строя определяется как:

$$q_{\text{р}} = \frac{\lambda_{\text{р}} \cdot t_{\text{р}}}{T_{\text{Г}}}, \quad (8)$$

$$q_{\text{р}} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760},$$

$$q_{\text{р}} = 6,84 \cdot 10^{-6}.$$

Для трансформаторов 35 кВ вероятность выхода из строя определяется как:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_\Gamma}, \quad (9)$$

$$q_m = \frac{0,007 \cdot 65}{8760},$$

$$q_m = 5,19 \cdot 10^{-5}.$$

У выключателей 35 кВ вероятность выхода из строя определяется как:

$$q_\delta = \frac{\lambda_{\delta 110} \cdot t_{\delta 110}}{T_\Gamma} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он}, \quad (10)$$

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 рассмотренной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

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

$$q_{\delta 35} = 6,01 \cdot 10^{-3}.$$

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

$$q_{e10} = \frac{0,003 \cdot 11}{8760} + 0,005 \cdot (5,19 \cdot 10^{-5} + 1,71 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2,$$

$$q_{e10} = 6 \cdot 10^{-3}.$$

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

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

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нр\text{мак}}}, \quad (11)$$

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

$$\lambda_{\text{ц}} = 1,17.$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

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

Коэффициент простоя одной цепи:

$$K_{\text{п}} = \sum \lambda_i \cdot t_{\text{в}} + \frac{\lambda_{\text{нр\text{мак}}} \cdot t_{\text{нр}}}{T_{\text{г}}}, \quad (12)$$

$$K_{\text{п}} = 0,0013.$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{п}}}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нр\text{мак}}}}, \quad (13)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{0,0013}{0,333},$$

$$t_{\text{вс}} = 3,9 \cdot 10^{-3}.$$

Определяем характеристики системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей:

Коэффициент простоя системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$K_{II} = \lambda_y^2 \cdot t_{\text{вц}}^2 + \lambda_{np} \cdot t_{np} \cdot \lambda_y \cdot t_{\text{вц}} + t_{np} \cdot \lambda_y^2 \cdot t_{\text{вц}}, \quad (14)$$

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

Параметр потокоотказов системы состоящей из двух параллельных элементов;

$$\lambda_y = 2 \cdot \lambda_y^2 \cdot t_{\text{вц}} + 2 \cdot \lambda_y \cdot \lambda_{np\text{мак}} \cdot t_{np}, \quad (15)$$

$$\lambda_y = 0,012.$$

Время восстановления системы состоящей из двух параллельных элементов:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{II}}{\lambda_y}, \quad (16)$$

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

$$t_{\text{вс}} = 0,442 \text{ (час)}.$$

Среднее время безотказной работы состоящей из двух параллельных элементов:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_y} \text{ (лет)}, \quad (17)$$

$$T_c = \frac{1}{0,012},$$

$$T_c = 83,33 \text{ (лет)}.$$

Расчетное время безотказной работы состоящей из двух параллельных элементов:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц}}}, \quad (18)$$

$$T_p = \frac{0,105}{0,012},$$

$$T_p = 8,75 \text{ (лет)}.$$

Определенные данные указывают что расчетное время работы ПС «Роновка» до отключения составляет 8,75 лет.

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Замыканиями в электроустановках (КЗ) именуют замыкания среди фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухозаземленными и эффективноземленными нейтральными трансформаторов, а также витковые замыкания в электрических агрегатах.

Замыкания возникают при наличии дефектов изоляции электрических аппаратов. Причины подобных нарушений могут быть разными: изнашивание в следствии старения 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.

Нередко в целом замыкания в электрических аппаратах совершаются посредством переходного сопротивления, например, через сопротивление электрической дуги, образующейся в месте повреждения изоляции. В некоторых случаях возникают металлические короткие замыкания без переходного сопротивления. С целью упрощения рассмотрения в основной массе ситуаций при расчете токов КЗ оценивают металлическое (глухое) замыкание без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электрических аппаратах появляются трех и двухфазные КЗ. Кроме того, в электрических аппаратах с глухо и эффективноземленными нейтральными дополнительно имеют все шансы появиться одно и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном замыкании в электрических аппаратах все без исключения фазы электрической сети оказываются в равных условиях, поэтому его именуют симметричным. При других видах КЗ фазы в электрических аппаратах находятся в отличных друг от друга условиях, в связи, с этим векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Подобные КЗ считаются несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопутствуются повышением токов в поврежденных фазах вплоть до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Развитие токов замыкания в электрических аппаратах приводит к повышению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что порождает их увеличенный нагрев. Нагрев способен стимулировать старение и изнашивание изоляции, провоцировать сваривание и выгорание контактов, утрату механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и электрические аппараты обязаны в отсутствии дефектов переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. обязаны являться термически стойкими.

Прохождение токов КЗ в электрических аппаратах сопутствуется кроме того внушительными электродинамическими усилиями между проводниками. В случае если не осуществить препятствующих мер, под действием этих

усилий токоведущие части и их изоляция имеют все шансы быть разрушенными. Токоведущие части, аппараты, и электрические аппараты обязаны быть разработаны так, чтобы выдерживать без разрушений усилия, появляющиеся при КЗ, т. е. обязаны иметь электродинамическую стойкость.

Короткие замыкания в электрических аппаратах сопровождается снижением уровня напряжения в электрической сети, особенно возле 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.

Вычисление токов КЗ начинается с подбора расчетного места КЗ. Место КЗ избирается подобным способом, для того чтобы обнаружить более сложный вариант замыкания.

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

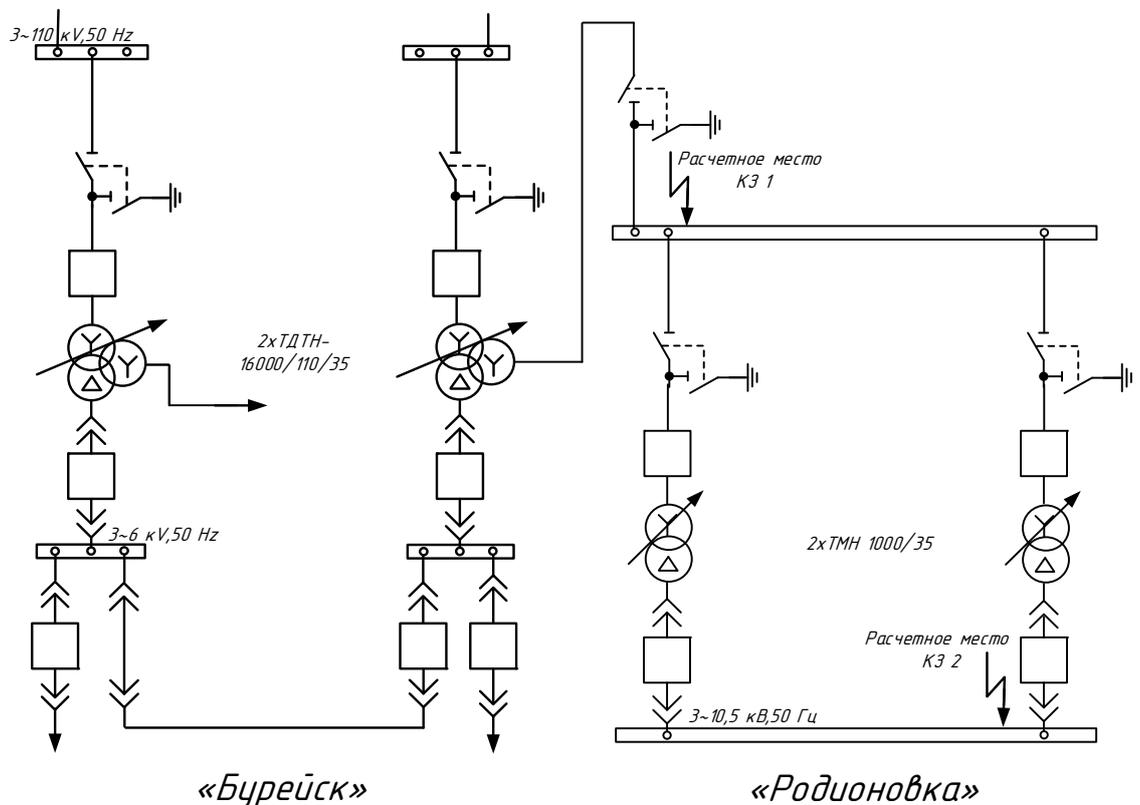


Рисунок 4 – Расчетные точки короткого замыкания

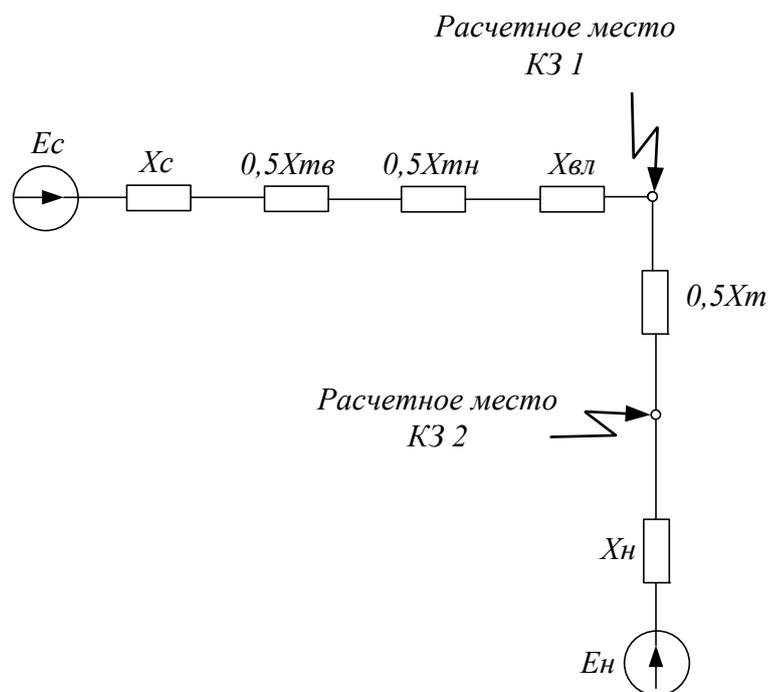


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

С целью расчета токов короткого замыкания в этой работе используется способ расчета в относительных единицах, приближенным методом, при этом мощность нагрузки принимается из максимального режима.

Принимаем базисные условия в сети: базисная мощность 40 (МВА), базисное напряжение на стороне 110 кВ 115 кВ, базисное напряжение на стороне 35 кВ 37, базисное напряжение на стороне 10 кВ 10,5. ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [1]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (19)$$

где I_6 , U_6 – базисные ток и напряжение на соответствующей ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37},$$

$$I_{635} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 37},$$

$$I_{635} = 0,62 \text{ (кА)}.$$

$$I_{610} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5},$$

$$I_{610} = 2,2 \text{ (кА)}.$$

Устанавливаем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным параметрам (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны 110 кВ:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (20)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Бурейск», в соответствии с начальными данными определяется через ток трехфазного короткого замыкания (16,0 кА):

$$X_c = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 16,0},$$

$$X_c = 0,01 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (21)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ «Окоча» - «Ремсталь» (Ом/км),

l – длина ВЛ (км).

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 3,5 \cdot \frac{40}{37^2},$$

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,04 \text{ (о.е.)}.$$

Устанавливаем сопротивления обмоток трехобмоточных трансформаторов установленных на подстанции «Бурейск» (о.е.):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (22)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot 40 / 40,$$

$$X_{ТВ} = 0,11 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление обмотки среднего напряжения принимаем равным нулю

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (23)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot 40 / 40,$$

$$X_{ТН} = 0,068 \text{ (о.е.)}.$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%).

Находим сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Родионовка» (о.е.):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (24)$$

$$X_T = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{40}{10},$$

$$X_T = 0,26 \text{ (о.е.)}.$$

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H},$$

где S_n , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H}, \quad (25)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{40}{\sqrt{15,0^2 + 6,0^2}},$$

$$X_H = 0,86 \text{ (о.е.)}.$$

С целью оразца схема замещения сворачивается относительно точек короткого замыкания (на примере расчетного места короткого замыкания 1) Последовательное преобразование показано на рисунках 6, 7.

*Расчетное место
КЗ 1*

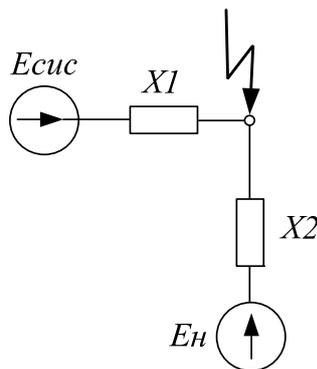


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

*Расчетное место
КЗ 1*

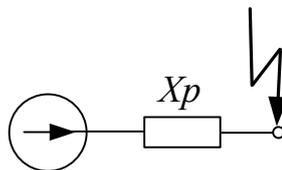


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ТВ} \cdot 0,5 + X_{ТН} \cdot 0,5 + X_{ВЛ} \cdot 0,5,$$

$$X_1 = 0,01 + 0,11 \cdot 0,5 + 0,068 \cdot 0,5 + 0,04 \cdot 0,5 ,$$

$$X_1 = 0,12 \text{ (о.е.)}.$$

$$X_p = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} ,$$

$$X_p = \frac{0,12 \cdot 0,99}{0,12 + 0,99} ,$$

$$X_p = 0,11 \text{ (о.е.)}.$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_2 + X_1} ,$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,99 + 0,85 \cdot 0,12}{0,99 + 0,12} ,$$

$$E_p = 0,99 \text{ (о.е.)}.$$

Устанавливаем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке №1):

$$I_{no} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{635} , \tag{26}$$

$$I_{no} = \frac{0,99}{0,11} \cdot 0,62 ,$$

$$I_{no} = 5,58 \text{ (кА)}.$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} , \tag{27}$$

где I_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА);

I_{no1} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА);

T_o – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,5 сек;

T_a – постоянная времени.

Устанавливаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_o}{T_a}},$$

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,58 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,03}},$$

$$I_{at} = 1,13 \text{ (кА)}.$$

Постоянная времени находится по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p}, \quad (28)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.).

Находим постоянную по справочным данным для расчетных точек короткого замыкания:

$$T_a = 0,03;$$

Ударный ток короткого замыкания устанавливается по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right), \quad (29)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,58 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right),$$

$$I_{y\partial} = 13,54 \text{ (кА)}.$$

Подобно ведется расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)
Шины ВН «Ремсталь»	5,58	1,13	13,54
Шины НН «Ремсталь»	10,18	1,09	22,8

Сведения отмеченные в таблице будут применены при подборе оборудования.

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «РОДИОНОВКА»

12.1 Выбор выключателей 35 кВ

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ изначально берем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Элегазовые баковые выключатели наружной установки серии ВГБЭ – 35 предусмотрены с целью 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 имеют все шансы функционировать в широком спектре погодных условий от Крайнего Севера (нижнее рабочее значение температуры окружающей температуры окружающей среды – минус 60°С) вплоть до областей с знойным климатом (верхнее рабочее значение температуры – плюс 55°С).

Выключатель предполагает собою комплексное устройство, складывающийся с непосредственно выключателя, привода и 6 интегрированных трансформаторов тока.

Непосредственно выключатель состоит из металлического заземлённого бака, изнутри которого расположены неподвижные и подвижные контакты, а кроме того дугогасительные устройства, базирующиеся на прогрессивном применении гашения электрической дуги путём её вращения в магнитном поле. Каждый трансформатор тока рассчитан на целый спектр первичных номинальных токов (от 50 до 600 А) и обладает двумя сердечниками и двумя обмотками для целей защиты и измерений; переключение отводов для измерения коэффициента трансформации выполняется в отсутствие разборки выключателя.

В данной работе принят выключатель следующего исполнения: выключатель с электромагнитным приводом постоянного тока (типовое обозначение ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1).

Привод этого выключателя снабжается интегрированным выпрямителем с целью питания включающего электромагнита от сети переменного тока, при этом обеспечивается включения на токи к.з. вплоть до 12,5 кА, так же и при зависимом питании в отсутствии индуктивных накопителей энергии.

На выключателе существует пружинная приставка к приводу производящему первое оперативное включение при нехватке электропитания вторичных цепей. Выключатель оснащен электроконтактным сигнализатором давления элегаза с температурной компенсацией, автоматически приводящей его показания к температуре +20°C. Сигнализатор дает 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.

Сопоставление характеристик выбранного выключателя со значениями, приобретенными при расчете токов КЗ показано в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Родионовка»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 156,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 5,58 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,54 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,58 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,13 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 15,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Этот тип выключателя предлагается к монтажу на присоединение РУ 35 кВ ПС «Родионовка».

12.2 Выбор выключателей 10 кВ

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

Сопоставление характеристик выбранного выключателя со значениями, приобретенными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 577$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{n0} = 10,18$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{y\delta} = 22,18$ кА	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{nt} = 10,18$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 1,09$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{y\delta} = 22,18$ кА	$i_{прскв} \geq i_{y\delta}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$B_K = 51,81$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Это тип выключателя предлагается к монтажу на все присоединения РУ 10 кВ ПС «Родионовка».

12.3 Выбор разъединителей

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

Сопоставление параметров выбранного разъединителя со значениями, установленными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Этот тип разъединителя предлагается к Монтажу на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Родионовка». Число заземляющих ножей предполагается местом установки.

Таблица 9 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Родионовка»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 156,0 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 15,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

12.4 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора подбирается ровно как возможно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

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

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

$$Z_2 \approx r_2, \quad (30)$$

$$Z_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k.$$

Сопротивление контактов берется равным $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно установить по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (31)$$

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, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4};$$

$$r_{\text{пров}} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов устанавливается по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (32)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1 \text{ А}$.

С целью замера абсолютно всех требуемых предполагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ А44, дающий определять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S. Вычисление нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 10.

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

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	АВВ А44	0,12
Счетчик РЭ		

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1},$$

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

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

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k,$$

$$Z_2 = 0,62 + 0,43 + 0,1,$$

$$Z_2 = 1,15 \text{ (Ом)}.$$

Выбираем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Родионовка» с номинальным током первичной обмотки 160 А. Сопоставление параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 11.

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

Таблица 11 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Родионовка»

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 160 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 156,0 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки		
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,54 \text{ кА}$ $i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 15,56 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z ₂ ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом $Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Выбираем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Родионовка» ТПЛК-10/630 с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сопоставление характеристик трансформатора тока 10 кВ указано в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$ $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$

Номинальные параметры трансформатора тока Расчетные данные		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 577 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,18 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Этот тип трансформатора тока удовлетворяет по всем параметрам следовательно принимаем к монтажу на все присоединения ПС «Родионовка».

12.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения подбираются по следующим параметрам [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \cdot \quad (33)$$

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 заключается из нагрузки приборов в ячейках, а также вольтметров. Вычисление вторичной нагрузки трансформатора напряжения указано в таблице.

Подбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ ПС «Родионовка» устанавливаем мощность вторичной нагрузки. Сведения указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Родионовка» .

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

Получаем к монтажу трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

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

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Сведения указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Родионовка»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
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 удовлетворяет всем параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ ПС «Родионовка» НАМИ 10 УХЛ1 10 кВ. Трансформатор напряжения

антирезонансный типа НАМИ – 10 является преобразователем и рассчитан 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 предназначены для использования в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям ГОСТ в части электромагнитных трехфазных трехобмоточных трансформаторов.

Устанавливаем мощность вторичной нагрузки. Сведения указаны в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	ABB A44	12	4
Счетчик РЭ			
Сумма			58

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
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 удовлетворяет по всем параметрам следовательно его принимаем к монтажу на ПС «Родионовка».

12.6 Выбор гибкой ошиновки

На напряжении 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

12.7 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Родионовка». Максимальный рабочий ток составляет 577 А.

Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины АДО с размерами 50×5 мм ($2,5 \text{ см}^2$), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 860 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].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (34)$$

где B_k – интеграл джоуля.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51,81}}{91},$$

$$q_{\min} = 0,118 (\text{см}^2).$$

C – коэффициент для алюминия 91.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (35)$$

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

q – сечение проводника, в данном случае $2,5 (\text{см}^2)$.

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}},$$

$$l \leq 1,12 (\text{м}).$$

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12}, \quad (36)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12},$$

$$J = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)}.$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Устанавливаем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (37)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22180^2}{0,4},$$

$$f = 105,69 \text{ (Н/м)}.$$

Определяем момент сопротивления по следующей формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (38)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6},$$

$$W = 2,08 \text{ (см}^3 \text{)}.$$

Устанавливаем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (39)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22180^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4},$$

$$\sigma_{расч} = 25,33 \text{ (МПа)}.$$

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.

12.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

- управления переключательной техникой, реализация приборов блокировки, сигнализации;
- замеров электрических характеристик (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электроустановок или линии электропередачи;
- противоаварийной автоматики, защиты электроустановок, отключающей испорченное спецоборудование и сохраняющей в работе целое оборудование.

С целью исполнения своевременных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других переключательных и стабилизирующих аппаратов, а кроме того с целью работы устройств защиты и автоматики нужен вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, при помощи 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 применяется также для подключения цепей звуковых и световых сигналов, акцентирующих внимание оперативного персонала при наличии аварий и каких-либо неполадок, и для питания цепей световых сигналов положения

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

Оперативный ток в электроустановках применяется с целью:

- Контролирования коммутационных аппаратов (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Руководство аппаратом в электроустановках обозначает подачу указания на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Указания на операции управления в электроустановках или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно разграничивают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях как правило используют все формы управления.

Передача сигналов утверждения агрегата обязана 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».

Элегазовые выключатели снабжаются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения элегазового выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из потребности преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента применяется маломощный электромагнит отключения, который только выпускает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под

действием заблаговременно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения выпускают устройства, удерживающие пружины.

Список источников оперативного тока. Имеется три ключевых типа оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

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

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

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

В ряде ситуаций используются схемы питания оперативных цепей с применением различных источников тока. Таким образом, к примеру, 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 обладают встроенными выпрямителями для питания приводов, значит учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Родионовка» принимаем систему переменного оперативного тока.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 17 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Родионовка».

Таблица 17 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчет мощности 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 35 Кв	4
Расчетная полная мощность электроприемника	26,18

По расчетной мощности электроприемников устанавливаем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Родионовка»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3}, \quad (40)$$

$$S_p = \frac{26,18}{2 \cdot 0,7},$$

$$S_p = 18,7 \text{ (кВа)}.$$

Согласно расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10/0,4 номинальной мощностью 25 кВа. Трансформатор имеет сухое исполнение.

13 РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ

Вычисление режимов работы сети ведется для установления абсолютно всех характеристик, в ходе эксплуатации существующей и реконструированной сети, содержащих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Режимы рассчитываются с целью:

- установления условий к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- установления структуры генерирующих мощностей и установления типа требуемых к строительству электростанций;
- количественной ежегодной выработки энергии различных типов электростанций и дальнейшего расчета необходимости в отдельных видах топлива;
- установления схемы развития электрических сетей.
- установления величины технических потерь электроэнергии в сети.

Расчет режима работы сети проводится при помощи программного комплекса РАСТР.

Результаты расчета режима работы сети представлены в виде таблиц 18-26

Таблица 18 – Параметры ветви (нормальный режим)

Тип	Nн	Nк	R	X	B	G	Km/r	Pн	Qн	I _{max}	I _{загр}
Тр-р	1	2	2,60	88,90	12,1	1,74	1	-4,77	-2,18	27,64	
Тр-р	1	3	2,60	88,90	12,1	1,74	1	-7,07	-2,54	39,56	
Тр-р	2	4	2,60	52,00			0,05	-4,60	-1,81	26,47	
Тр-р	3	5	2,60	52,00			0,05	-5,30	-1,74	29,94	
Тр-р	2	6	2,60				0,32	-0,22	-0,12	1,32	
Тр-р	3	7	2,60				0,32	-1,78	-0,36	9,77	
ЛЭП	6	8	20,90	11,67				-0,21	-0,12	4,01	2,29
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,37	4,16	0,29				
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,37	4,16	0,29	-0,21	-0,12	4,01	
ЛЭП	1	10	5,02	7,12	-42,8			5,99	2,21	33,63	10,19
ЛЭП	1	10	5,02	7,12	-42,8			5,99	2,21	33,63	10,19
ЛЭП	1	11	0,36	1,31	-7,8						
Выкл	11	12									

Продолжение таблицы 18

Тип	N _н	N _к	R	X	B	G	Km/r	P _н	Q _н	I _{max}	I _{загр}
ЛЭП	12	10	1,94	4,96	-33					2,10	0,41
Выкл	7	6									
Выкл	4	5									
Тр-р	13	14	4,60	31,90	22,45	4,16	0,17				
Выкл	14	15						0,03		2,94	
Тр-р	13	15	4,60	31,90	22,45	4,16	0,17	-1,41	-0,35	24,60	
ЛЭП	6	16	0,75	1,28	7,8						
Выкл	16	17									
Тр-р	16	18	1,40	14,60	46,29	7,51	0,29				
Тр-р	17	19	1,40	14,60	46,29	7,51	0,29	-1,99	-0,08	30,60	
Выкл	18	19						-0,3	0,08	4,57	
ЛЭП	17	20	3,74	6,41	39			1,89	0,06	29,16	7,67
Тр-р	10	21					1	-0,92	15000	78735	
Тр-р	21	22					0,09		10627	52624	
Тр-р	23	20					0,32	-0,92	5378	26640	
Тр-р	10	23					1	-0,92	14900	78207	
Тр-р	23	24					0,09		10410	51566	
Тр-р	20	25					0,17		5426	82897	
Тр-р	20	26					0,17		5426	82897	
ЛЭП	7	27	1,63	1,09				-1,76	-0,43	30,60	14,57
Выкл	27	28						-0,04	-0,01	0,79	
ЛЭП	27	33	0,52	0,35				-1,85	-0,47	32,26	15,36
Тип	N _н	N _к	R	X	B	G	Km/r	P _н	Q _н	I _{max}	I _{загр}
Тип	N _н	N _к	R	X	B	G	Km/r	P _н	Q _н	I _{max}	I _{загр}
Выкл	33	13						-1,43	-0,31	24,86	
Тр-р	31	32	2,60	23,00	32,65	5,47	0,17	-0,41	-0,14	7,29	
Тр-р	28	29	241,00	769,00	2,1	0,4	0,01			0,04	
ЛЭП	31	33	3,30	3,33				0,41	0,14	7,30	2,75
Тип	N _н	N _к	R	X	B	G	Km/r	P _н	Q _н	I _{max}	I _{загр}
Тр-р	21	20					0,32	-0,92	5273	26111	

Таблица 19 – Параметры узлов (нормальный режим)

Тип	Ном	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	V	Delta
Нагр	1	110								109,6	-4,29
Нагр	2	110								107,9	-6,31
Нагр	3	110								107,6	-7,30
Нагр	4	6	4,6	1,7						5,83	-7,47
Нагр	5	6	5,3	1,6						5,82	-8,65
Нагр	6	35								34,31	-6,31
Нагр	7	35								34,22	-7,30
Нагр	8	35								34,15	-6,30

Продолжение таблицы 19

Тип	Ном	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	Vзд	Qmin	Qmax	V	Delta
Нагр	9	10	0,2	0,1						9,69	-6,73
База	10	110			13,85	-29898	110	-100	100	110	-4,13
Нагр	11	110								110	-4,13
Нагр	12	110								110	-4,13
Нагр	13	35								34,09	-7,38
Нагр	14	6								5,75	-9,54
Нагр	15	6	1,5	0,3						5,75	-9,54
Нагр	16	35									
Нагр	17	35								37,59	-4,61
Нагр	18	10								10,72	-5,78
Нагр	19	10	1,9	0,3						10,72	-5,78
Нагр	20	35								37,80	-4,13
Нагр	21	110								116	-4,13
Ген	22	10				11030	11	-100	100	11,00	-4,13
Нагр	23	110								116	-4,13
Ген	24	10				10796	11	-100	100	11,00	-4,13
Ген	25	6				5527	6,6	-100	100	6,60	-4,13
Ген	26	6				5527	6,6	-100	100	6,60	-4,13
Нагр	27	35								34,12	-7,36
Нагр	28	35								34,12	-7,36
Нагр	29	0,4								0,39	-7,36
Нагр	31	35								34,03	-7,42
Нагр	32	6	0,4	0,1						5,82	-7,86
Нагр	33	35								34,09	-7,38

Таблица 20 – Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим)

Ннач	Нкон	Инач	Икон	Место	Идоп 25ДДТН	Идоп расчДДТН	I/Iдоп
6	8	4,01	4,01	ВН	175	175	2,29
1	10	33,63	32,79	ВН	330	330	10,19
1	10	33,63	32,79	ВН	330	330	10,19
1	11	0,00	0,00	ВН	610	610	0,00
12	10	0,00	2,10	ВН	510	510	0,41
6	16	0,00	0,00	ВН	380	380	0,00
17	20	29,12	29,16	ВН	380	380	7,67
7	27	30,60	30,60	ВН	210	210	14,57
27	33	32,26	32,26	ВН	210	210	15,36
31	33	7,30	7,30	ВН	265	265	2,75

Таблица 21 – Токовая нагрузка ВЛ (аварийный режим)

Ннач	Нкон	I нач	I кон	Место	Идоп 25ДТН	Идоп расч ДТН	I/I доп
6	8	4,02	4,02	ВН	175	175	2,30
1	10	67,27	66,37	ВН	330	330	20,39
1	10	0,00	0,00	ВН	330	330	0,00
1	11	0,00	0,00	ВН	610	610	0,00
12	10	0,00	2,10	ВН	510	510	0,41
6	16	0,00	0,00	ВН	380	380	0,00
17	20	29,12	29,16	ВН	380	380	7,67
7	27	30,33	30,33	ВН	210	210	14,44
27	33	32,23	32,23	ВН	210	210	15,35
31	33	7,32	7,32	ВН	265	265	2,76

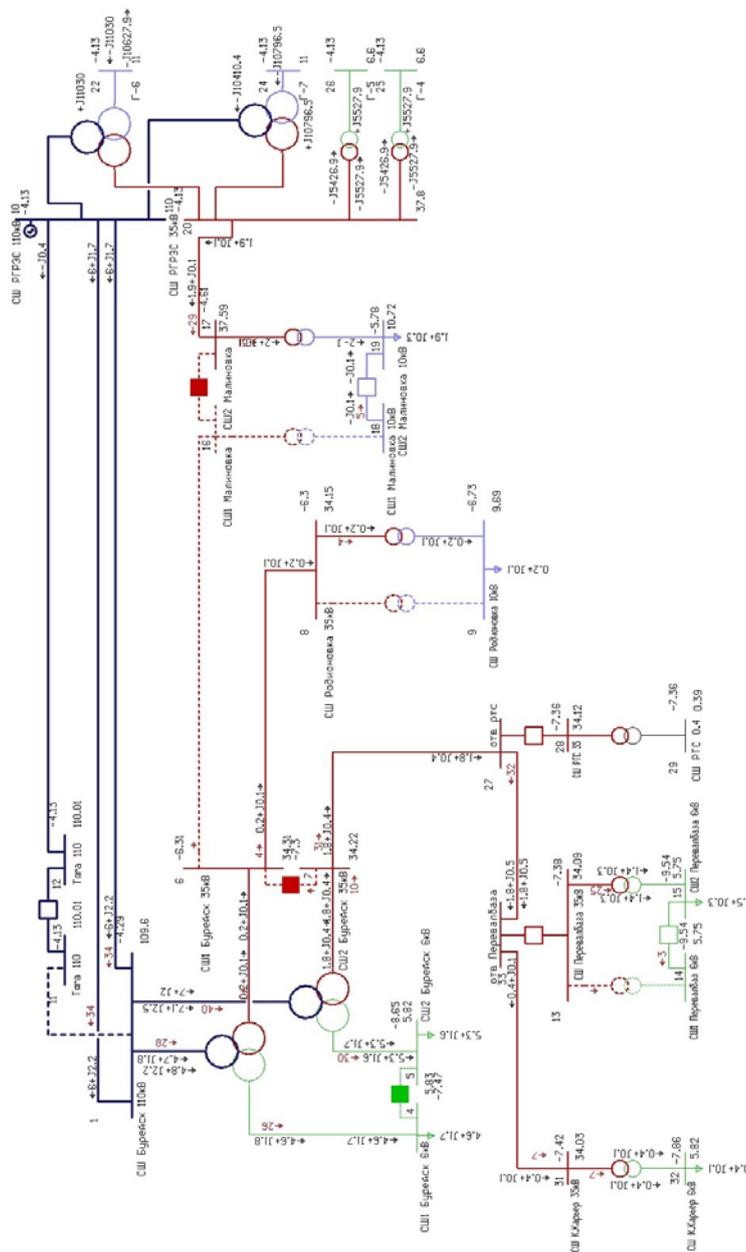


Рисунок 8 – Расчет нормального режима работы сети

Таблица 22 – Параметры ветвей (аварийный режим)

Тип	Nн	Nк	R	X	B	G	Kм/г	Pн	Qн	Imax	Iзагр
Тр-р	1	2	2,60	88,90	12,1	1,74	1	-4,77	-2,18	27,64	
Тр-р	1	3	2,60	88,90	12,1	1,74	1	-7,07	-2,54	39,56	
Тр-р	2	4	2,60	52,00			0,05	-4,60	-1,81	26,47	
Тр-р	3	5	2,60	52,00			0,05	-5,30	-1,74	29,94	
Тр-р	2	6	2,60				0,32	-0,22	-0,12	1,32	
Тр-р	3	7	2,60				0,32	-1,78	-0,36	9,77	
ЛЭП	6	8	20,90	11,67				-0,21	-0,12	4,01	2,29
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,37	4,16	0,29				
Тр-р	8	9	11,20	49,20	14,37	4,16	0,29	-0,21	-0,12	4,01	
ЛЭП	1	10	5,02	7,12	-42,8			5,99	2,21	33,63	10,19
ЛЭП	1	10	5,02	7,12	-42,8			5,99	2,21	33,63	10,19
ЛЭП	1	11	0,36	1,31	-7,8						
Выкл	11	12									
ЛЭП	12	10	1,94	4,96	-33					2,10	0,41
Выкл	7	6									
Выкл	4	5									
Тр-р	13	14	4,60	31,90	22,45	4,16	0,17				
Выкл	14	15						0,03		2,94	
Тр-р	13	15	4,60	31,90	22,45	4,16	0,17	-1,41	-0,35	24,60	
ЛЭП	6	16	0,75	1,28	7,8						
Выкл	16	17									
Тр-р	16	18	1,40	14,60	46,29	7,51	0,29				
Тр-р	17	19	1,40	14,60	46,29	7,51	0,29	-1,99	-0,08	30,60	
Выкл	18	19						-0,03	0,08	4,57	
ЛЭП	17	20	3,74	6,41	39			1,89	0,06	29,16	7,67
Тр-р	10	21					1	-0,92	15000	78735	
Тр-р	21	22					0,09		10627	52624	

Таблица 23 – Параметры узлов (аварийный режим)

Тип	Ном	Уном	Pн	Qн	Pг	Qг	Vзд	Qmin	Qmax	V	Delta
Нагр	1	110								109,6	-4,29
Нагр	2	110								107,9	-6,31

Продолжение таблицы 23

Тип	Ном	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	Vзд	Qmin	Qmax	V	Delta
Нагр	3	110								107,6	-7,30
Нагр	4	6	4,6	1,7						5,83	-7,47
Нагр	5	6	5,3	1,6						5,82	-8,65
Нагр	6	35								34,31	-6,31
Нагр	7	35								34,22	-7,30
Нагр	8	35								34,15	-6,30
Нагр	9	10	0,2	0,1						9,69	-6,73
База	10	110			13,85	-29898	110	-100	100	110	-4,13
Нагр	11	110								110	-4,13
Нагр	12	110								110	-4,13
Нагр	13	35								34,09	-7,38
Нагр	14	6								5,75	-9,54
Нагр	15	6	1,5	0,3						5,75	-9,54
Нагр	16	35									
Нагр	17	35								37,59	-4,61
Нагр	18	10								10,72	-5,78
Нагр	19	10	1,9	0,3						10,72	-5,78
Нагр	20	35								37,80	-4,13
Нагр	21	110								116	-4,13
Ген	22	10				11030	11	-100	100	11,00	-4,13
Нагр	23	110								116	-4,13
Ген	24	10				10796	11	-100	100	11,00	-4,13
Ген	25	6				5527	6,6	-100	100	6,60	-4,13
Ген	26	6				5527	6,6	-100	100	6,60	-4,13
Нагр	27	35								34,12	-7,36
Нагр	28	35								34,12	-7,36
Нагр	29	0,4								0,39	-7,36
Нагр	31	35								34,03	-7,42
Нагр	32	6	0,4	0,1						5,82	-7,86
Нагр	33	35								34,09	-7,38

Исследование режима работы сети после реконструкции с учетом демонстрирует что напряжения абсолютно во всех узлах сети отклоняются от номинального значения не более чем на 10 %, при этом токовые нагрузки ВЛ не превышают длительно допустимый ток для данного сечения.

14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В этом разделе рассматривается вычисление молниезащиты ПС «Родионовка» 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 «Родионовка»:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h . \quad (40)$$

Эффективная высота молниеотвода :

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 ,$$

$$h_{эфл} = 14,45 \text{ (м)}.$$

Половина ширины внешней зоны отдельностоящего молниеотвода:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h , \quad (41)$$

Для отдельностоящего молниеотвода:

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 ,$$

$$r_{0л} = 18,12 \text{ (м)}.$$

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

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) , \quad (42)$$

Для рассматриваемого случая:

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (25 - 17) ,$$

$$h_c = 13,06 \text{ (м)}.$$

где L - дистанция между молниеотводами.

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (43)$$

Для выключателя (высота 6 м):

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

$$r_x = 10,59 \text{ (м)}.$$

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

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right), \quad (44)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

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

$$r_{cx} = 9,79 \text{ (м)}.$$

Подробный расчет системы молниезащиты на ПС «Родионовка» представлен в графической части работы.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС «РОДИОНОВКА»

Общая сводка о защитах трансформатора

Релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы для силовых трансформаторов учитывается.

К повреждениям причисляют:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- монофазные 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.

Приборы релейной защиты от повреждения трансформаторов.

ПУЭ и надлежащая нормативная документация согласно релейной защите определяют типы и размер защиты в связи с типом трансформатора и места его установки.

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

Газовая защита приобрела обширное использование в качестве чувствительной при появлении внутренних дефектов (межвитковых замыканий), сопровождающихся электрической дугой или нагревом частей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита непременно вводится на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а кроме того на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не обладающих дифференциальной защиты или отсечки и если МТЗ имеет задержку времени более 1 секунды. При наличии быстродействующих защит её

применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита обязательна к использованию, вне зависимости от присутствия других быстродействующих защит.

Для защиты трансформаторов мощностью меньше 6300 кВ·А, функционирующих отдельно, и трансформаторов мощностью меньше 4000 кВ·А, функционирующих одновременно, вводится токовая отсечка.

Токовая отсечка ставится 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 обуславливается условием не срабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (45)$$

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:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (46)$$

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

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

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (47)$$

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 менее 2, то в этом случае токовая отсечка может устанавливаться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (45), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

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 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:

$$I_{MTЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР\max}, \quad (48)$$

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.

По ПУЭ максимальная токовая защита обязана 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.

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

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т» для защиты трансформатора ТМН-1000/10 со схемой соединения обмоток

Y/Δ:

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

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 1 МВ·А.

Номинальное напряжение – 38,5 кВ /11 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 6 \cdot 1,78$ %.

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), 10 кВ (точка К2) и шинах приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 35 кВ (К ₂)	4,67
На стороне 10 кВ (К ₃)	9,3

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 и в точке К3 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{I_{K3}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (49)$$

где $I_{K3}^{(3)HH}$ - 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 короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

Ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах СН (точка К2) и на шинах НН (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{4567}{115 / 38,5},$$

$$I_{K2}^{(3)BH} = 1529 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{9539}{115 / 11},$$

$$I_{K3}^{(3)BH} = 912 \text{ A.}$$

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.

Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора собрана с применением устройства «Сириус-Т». Для определения его параметров, вначале требуется 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;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 25.

Таблица 25 – 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	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	94,5	330,7
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,73	4,13
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	4,7	4,1
Размах регулирования РПН, %	16		

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 СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

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 159 А и 92 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{K2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}}, \quad (50)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{1529}{31,6},$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = 48,38.$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле и равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (51)$$

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. Согласно [28] 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 $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,38 = 40.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 40$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{\text{диф}} = 40 \cdot 31,6,$$

$$I_{\text{диф}} = 1218 \text{ А.}$$

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

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832,$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 2453 \text{ А,}$$

$$k_{\text{с}} \geq \frac{2453}{1218} = 2,014 > 2.$$

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):

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

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

$\frac{I_{T1}}{I_{ном}}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

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

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:

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (52)$$

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

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

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

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - 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, в [25] 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 наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Видно, что работа подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье 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 $\Delta f_{добав} = 0,04$.

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

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} ,$$

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} ,$$

$$I_{диф} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} ,$$

$$I_{диф} = 0,52 \cdot I_{скв} .$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) , \quad (53)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 ,$$

$$K_{сн.т} = 0,8 .$$

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

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot I_{\text{диф}} / I_{\text{торм}} \cdot \quad (54)$$

Либо по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}} \cdot \quad (55)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (55) равен:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \text{ \%}.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T1} / I_{\text{ном}}$ устанавливает размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Из-за этого рекомендуется уставка $I_{T1} / I_{\text{ном}} = 1,5 - 2$.

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:

$$I_{T1} / I_{\text{ном}} = (I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}) \cdot 100 / K_{\text{торм}} \cdot \quad (56)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65$$

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,46$$

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% в соответствии с [28]. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

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

$K_{торм} = 65\%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

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

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

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

Если установленное соотношение токов $I_{диф} / I_{ТОРМ}$ находится 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 (46):

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 912 = 789,8 \text{ А.}$$

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:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} = 789,8 / 31,6,$$

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6),$$

$$I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}}$, 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-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \quad (57)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

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

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

Требуется выбрать последующие 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) устанавливается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{д} / I_{ном} = 0,1$; $T = 10$ с.

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

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора I_A ВН, I_B ВН, I_C ВН и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{K2}^{(3)BH} = 1529$ А, $I_{K3}^{(3)BH} = 912$ А.

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 1529 = 1988 \text{ А.}$$

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

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.VH}}, \quad (58)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1988 \cdot 1}{100 / 5},$$

$$I_{cp.mo} \geq 99,4 \text{ А.}$$

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». Устанавливаем $I_{cp.mo} = 99,4$ А.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}}, \quad (59)$$

$$I_{TO} \geq \frac{99,4 \cdot 100 / 5}{1},$$

$$I_{TO} \geq 88 \text{ А.}$$

С целью контроля восприимчивости следует 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 по формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832,$$

$$I_{K3}^{(2)} = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\alpha} \geq \frac{2453}{1988} = 1,234 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 912 = 1186 \text{ А.}$$

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

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1186 \cdot 1}{100 / 5} = 59,3 \text{ А.}$$

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 $I_{cp.to} = 59,3$ А.

Вследствии необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{59,3 \cdot 100 / 5}{1},$$

$$I_{TO} \geq 1086 \text{ А.}$$

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 по формуле:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832,$$

$$I_{K3}^{(2)} = 2453 \text{ А,}$$

$$k_v \geq \frac{2453}{1186} = 2,068 > 1,2.$$

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

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{то} = 0,1$ с.

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

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного 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 - $k_C = 1,1$.

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (60)$$

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

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

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115},$$

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ устанавливается по формуле с учетом последующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{отс} = 1,2$;

коэффициент самозапуска двигателей $k_{зАП} = 1,5$; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т3» $k_B = 0,92$ согласно.

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 23,1 ,$$

$$I_{МТЗ} \geq 45,2 \text{ А.}$$

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:

$$I_{ср.то} \geq \frac{45,2 \cdot 1}{100 / 5} ,$$

$$I_{ср.то} \geq 2,26 \text{ А.}$$

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 $I_{ср.мтз} = 2,26 \text{ А.}$

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

$$I_{ГО} \geq \frac{2,26 \cdot 100 / 5}{1} ,$$

$$I_{ГО} \geq 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне ВН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3) по формуле (60).

$$k_{чВН} \geq \frac{1529}{45,2} = 33,8 > 1,5 .$$

$$k_{чНН} \geq \frac{912}{45,2} = 20,1 > 1,5 .$$

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-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \quad (61)$$

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

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

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{MT3} = 2,0 + 0,5,$$

$$t_{MT3} = 2,5 \text{ с.}$$

Применяем выдержку времени в МТЗ-2 ВН аппарата «Сириус-ТЗ».

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-ТЗ» можно вводить 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:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (62)$$

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

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-» равен 0,92, согласно [28];

$I_{B.ном}$ - ток трансформатора, номинальный вторичный - на стороне установки защиты от перегрузки, в согласовании с [19] советуется устанавливать с учетом способности повышения его в 5% при регулировании напряжения.

Для трансформатора рассматриваемого, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 1,6, и 4,1 А. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6,$$

$$I_{ПЕР.ВН} \geq 1,83 \text{ А},$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1,$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq 4,679 \text{ А}.$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (61).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = 2,5 + 0,5,$$

$$T_{ПЕРЕГР} = 3 \text{ с}.$$

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

Описание устройства «Сириус-Т».

Описание предназначено для ознакомления в учебных целях с возможностями, принципами работы и конструкцией устройства микропроцессорной защиты «Сириус-Т», поставляемого ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва. Более подробная информация о применении устройства «Сириус-Т» приведена в техническом описании.

Устройство «Сириус-Т» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора.

Конструкция устройства «Сириус-Т».

Конструктивно устройство выполнено в виде стального блока (кассеты), имеющего лицевую панель (пульт управления).

В блоке расположены модули с установленными на них печатными платами и другими элементами. В устройство входят следующие основные узлы:

- модуль микропроцессорного контроллера;
- модуль клавиатуры и индикации;
- модуль питания;
- модуль выходных реле;
- модуль выходных реле и оптронных входов;
- модуль входных развязывающих трансформаторов тока.

Габаритные размеры устройства 305x190x225 мм.

Внешний вид и размеры устройства «Сириус-Т» показаны на рисунке:

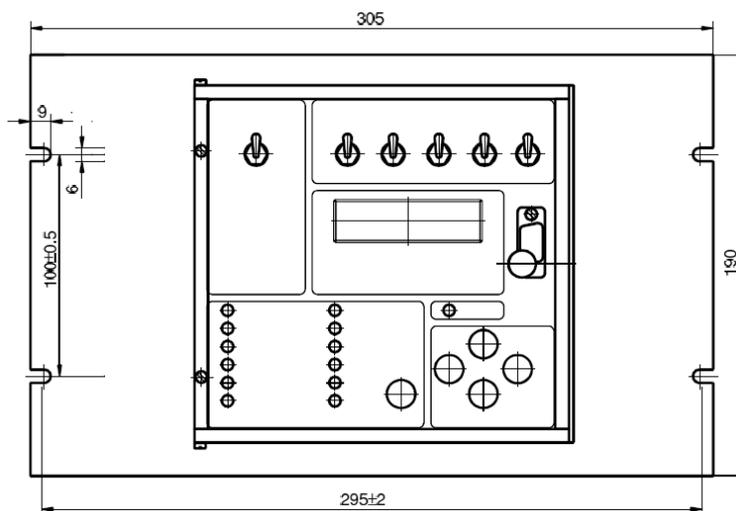


Рисунок 10 – Вид спереди и размеры устройства «Сириус-Т»

16 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности вложений в реконструируемые объекты в частности ПС «Родионовка» и ПС «Бурейск» состоит в сравнении капитальных затрат согласно абсолютно всем источникам финансирования, эксплуатационных потерь и других расходов с поступлениями, которые будут при эксплуатации рассматриваемых объектов.

16.1 Описание проектируемой сети

В этом проекте рассматривается реконструкция воздушной линии 35 кВ ПС «Бурейск» - ПС «Родионовка», Дополнительно проводится реконструкция ПС «Бурейск» и ПС «Родионовка», с заменой выключателей и трансформаторов.

16.2 Определение затрат на реализацию проекта

Капиталовложение на строительство ПС и ВЛ вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (63)$$

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

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

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

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} \cdot K_p, \quad (64)$$

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_{KV} – 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 «Родионовка»:

$$K_{ПС} = ((5 \cdot 2 + 7 \cdot 0,085) + 2 \cdot 2,2 + 7) \cdot 4,28 \cdot 1,3,$$

$$K_{ПС} = 122,96 \text{ (млн.руб).}$$

Стоимость сооружения ВЛ определяется по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_p + S \cdot K_3 \cdot K_{инф}, \quad (65)$$

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];

Устанавливаем цену перестройки ВЛ «Бурейск» – «Родионовка», ВЛ выполняется на стальных опорах имеет протяженность 26,9 км и выполнена проводом марки АС 35/6,2 :

$$K_{ВЛ} = 0,87 \cdot 3,5 \cdot 4,18 \cdot 1,4, \quad (66)$$

$$K_{ВЛ} = 4,71 .$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС},$$

$$K = 4,71 + 122,96,$$

$$K = 127,67.$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС}, \quad (67)$$

$$I_{ЭР} = \alpha_{ЭР.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭР.ПС} \cdot K_{ПС}.$$

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:

$$I_{ЭР} = I_{ЭР.ВЛ} + I_{ЭР.ПС},$$

$$I_{ЭР} = \frac{0,8}{100} \cdot 4,71 + \frac{5,9}{100} \cdot 122,96,$$

$$I_{ЭР} = 7,29 \text{ (млн.руб.)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ2}}; \quad (68)$$

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

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

$$I_{АМ} = \frac{4,71}{15} + \frac{122,96}{20},$$

$$I_{АМ} = 6,46 \text{ (млн.руб.)}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (69)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

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

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} + \Delta W_{КОР.}, \quad (70)$$

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

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

$\Delta W_{КУ}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{КОР.}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{з} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{л}, \quad (71)$$

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 в зимний и летний период;

$T_{з}$, $T_{л}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{ВЛ}$ – 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:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_z + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_l + \Delta P_{XX} \cdot T_G, \quad (72)$$

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_{TP} – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

ΔP_{XX} – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов ПС «Родионовка».

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

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta W_{BK} + \Delta W_{CK}, \quad (73)$$

где ΔW_{BK} – потери в батареях конденсаторов;

ΔW_{CK} – потери в синхронных компенсаторах.

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

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{TP}) \times T_{\text{Год}},$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (0,01 + 0,044) \times T_{\text{Год}},$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 477,24 \text{ (МВт×час)}.$$

Устанавливаем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W},$$

$$I_{\Delta W} = 477,24 \times 155,38 \cdot 10^{-6},$$

$$I_{\Delta W} = 0,07 \text{ (млн.руб/год)}.$$

16.3 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 127,67 млн.рублей.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это база промышленности всемирного хозяйства. Энергетические объекты по уровню воздействия на окружающую среду считаются одними из более усиленно действующих на биосферу. Направленности и темпы роста энергетики находятся в зависимости от уровня надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций различного вида, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены последующие пункты:

- шум при работе силовых трансформаторов ПС 110 кВ Бурейск;
- экологичность, связанная со строительством воздушной линии;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

17.1 Безопасность

В проекте рассматривается реконструкция ВЛ 35 кВ «Бурейск» - «Родионовка».

Основным документом которым необходимо руководствоваться при строительстве ВЛ является: Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/, согласно данному документу к работам предъявляются следующие требования :

а) Организацию и выполнение работ по строительству, электромонтажу, пусконаладке, испытанию и комплексному опробованию оборудования следует производить руководствуясь законодательством Российской Федерации по охране труда, требованиями общероссийских стандартов и нормативных документов органов государственного надзора, а также требованиями настоящих Правил.

Производство работ по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны осуществляться с учетом требований СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002. Разрешается

выполнять только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации; в ППР и ТК для каждого из выполняемых видов работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности.

Не допускается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временных установок для электроснабжения электромонтажных (наладочных) работ, а также объектов генподрядчика или заказчика.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды, двери и ворота зданий и сооружений, подходы к действующему оборудованию, электроустановкам, противопожарному инвентарю.

Леса и подмости высотой до 4 м допускаются к эксплуатации только после их приемки производителем работ или мастером и регистрации в журнале работ, а выше 4 м - после приемки комиссией, назначенной руководителем строительно-монтажной организации, и оформления акта.

Леса в процессе эксплуатации должны осматриваться прорабом или мастером перед началом работы, а также не реже, чем через каждые 10 дней с регистрацией в журнале.

Подвесные леса и подмости могут быть допущены к эксплуатации только после их испытания в течение одного часа статической нагрузкой, превышающей нормативную на 20 %.

Подъемные подмости, кроме того, должны быть испытаны на динамическую нагрузку, превышающую нормативную на 10 %.

Результаты испытаний подвесных лесов и подмостей должны быть отражены в акте их приемки или в общем журнале работ.

В процессе эксплуатации деревянные лестницы необходимо испытывать каждые полгода, а металлические - один раз в год, испытания проводить статической нагрузкой 1200 Н, приложенной к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75° к горизонту.

Запрещается перемещение лесов при ветре скоростью более 10 м/с.

Запрещается устанавливать (крепить) какие-либо средства подмащивания на смонтированные, находящиеся в стадии монтажа или подготовленные к монтажу конструкции (оборудование), если это не предусмотрено ППР или не подтверждено расчетом, согласованным с проектной организацией.

Нагрузки на настилы лесов и подмостей не должны превышать величин, установленных проектом производства работ или техническим паспортом.

Запрещается производство работ, а также нахождение рабочих под монтируемыми конструкциями и оборудованием.

Металлические корпуса электрооборудования, металлические части машин и механизмов с электроприводом, металлические элементы лесов и подмостей, а также крановые пути должны быть заземлены в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей».

б) Персонал электромонтажной организации, обслуживающий электроустановки, должен пройти обучение и проверку знаний «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ему должна быть присвоена группа по электробезопасности

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы по монтажу и наладке электроустановок на действующем предприятии, должен пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» и ему должна быть присвоена соответствующая группа по электробезопасности.

Работнику, прошедшему проверку знаний настоящих Правил, выдается удостоверение установленной формы, которое он обязан иметь при себе при производстве работ.

Персонал электромонтажной (наладочной) организации, выполняющий работы в действующих установках электрических станций и сетей на правах командированного, должен также пройти обучение и проверку знаний настоящих Правил, «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» в своей организации в объеме требований, предъявляемых к выполняемым работам. Выполнение работ в этом случае осуществляется по наряду-допуску.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Порядок предварительных и периодических медицинских осмотров работников определяется Минздравом России.

Все лица, занятые на лесосечных работах, должны быть обеспечены, кроме спецодежды и обуви, защитными касками, постоянно и правильно их использовать.

Одиночная работа на лесосеке не допускается.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом.

При установке и перемещении унифицированных деталей фундаментов (подножников, анкерных плит, ригелей и т.п.) следует применять специальные стропы соответствующей грузоподъемности.

Строповка железобетонных элементов фундаментов должна производиться по схемам, составленным с учетом прочности и устойчивости поднимаемых конструкций за монтажные петли. Закладные монтажные петли перед подъемом должны быть очищены, проверены на отсутствие раковин, трещин и других повреждений и дефектов.

Для предупреждения раскачивания элементов фундамента при подъеме и перемещении необходимо применять оттяжки и другие приспособления, исключающие выполнение этих действий непосредственно руками.

Запрещается во время подъема сваи, заводки ее в направляющие стрелы и наводки на центры направляющих скважин пребывание людей в зоне ее возможного падения (полуторная длина сваи).

Выбор площадки для сборки опор должен производиться с учетом наличия свободного пути для прохождения грузоподъемных и тяговых механизмов, обеспечения требуемой удаленности такелажных тросов, приспособлений и самой опоры от действующих линий электропередачи и линий связи, удобства подъема опор.

Зона, опасная для прохождения людей во время перемещения установки и закрепления конструкций, должна быть обозначена хорошо видимыми предупредительными знаками.

Площадка для сборки опор воздушных линий электропередачи должна быть спланирована, очищена от пней и камней, а зимой - от снега. Поверхностные воды должны быть отведены за пределы площадки.

Детали опор должны выкладываться на прочные горизонтально уложенные подкладки.

Производить сборку гирлянд из изоляторов под установленной, но не закрепленной опорой запрещается.

При сборке гирлянд следует пользоваться только исправным инструментом (щипцами для установки замков, гаечными ключами); фарфоровые осколки изоляторов брать руками без рукавиц запрещается.

Проверку сопротивления изоляции должен выполнять работник, имеющий группу по электробезопасности не менее III.

Подъем гирлянд с раскаточными роликами и заправленными в них проводами следует осуществлять механизированным способом с применением веревочных оттяжек для обвода траверс. При вертикальном расположении проводов на опоре следует поднимать провода с гирляндами и раскаточными роликами, начиная с верхней траверсы.

Опускаться по смонтированным гирляндам изоляторов и работать на них запрещается. Для этого следует пользоваться подъемными вышками, специальными лестницами или люльками.

17.2 Экологичность

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

При постройке объекта следует придерживаться природоохранных норм и требований, установленных законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки обязаны исполняться по условиям функционирующих нормативных бумаг о охране естественной природной среды согласно возможным степеням шума, пульсации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной сопоставимости.

Воздушная линия электропередачи проявляет отрицательное влияние в находящуюся вокруг среду. К главным негативным влияниям причисляют:

- Влияние электромагнитных полей на организмы;
- Изъятие площадей земли в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;
- Нарушение природного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод в период постройки;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяются определенные меры.

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 заселенной территории, за пределами области жилой застройки (территории населенных пунктов в границах муниципальной особенности в пределах их многообещающего формирования на 10 лет, загородные и зеленые площади; курорты, территории поселков муниципального типа, в границах поселковой черты и аграрных заселенных пунктов, в границах особенности данных точек), а кроме того в местности огородов и садов - 5 кВ/м;
- на участках пересечения ВЛ с автотранспортными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;
- в заселенной территории (незастроенные территории, хотя бы и часто посещаемые людьми, легкодоступные для автотранспорта, и аграрные 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.

С целью усовершенствования природоохранной ситуации возле воздушных линий используются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины .

С целью избежания смерти птиц в регионах прохождения воздушных линий электропередачи необходимо помещать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах многочисленного расселения больших птиц и на маршрутах их передвижения .

При конструировании новейших ВЛ обязаны учитываться мероприятия согласно предупреждению и сокращению риска смерти птиц .

В регионах Крайнего Севера в планах обязаны быть учреждены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ.

При прохождении воздушной линии в области участков с вечномерзлым грунтом при прокладке просек не следует осуществлять выкапывание пней и кустарников, дерновой слой нарушать.

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 110 кВ составляет 20 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 высоковольтных воздушных 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.

Электрические аппараты негативно влияют не только на природу, но и на самого человека.

Отличают последующие разновидности влияния электрического поля на человека:

- непосредственное влияние, проявляющееся при нахождении в электрическом поле. Результат от данного воздействия увеличивается с повышением напряженности поля и длительности нахождения 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.

Так как ПС 110 кВ Бурейск находится в поселке Новобурейский, проведем расчет шума, создаваемого трансформатором.

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Таблица 26 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения *	Типовая мощность трансформатора *, МВ*А	Класс напряжения *, кВ	Тип территории **
2	с системой охлаждения вида Д	16	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

1. По таблице 3 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 допустимую степень шума в связи с типом 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: 60 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 ($S_{ном} = 16$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ):

$$L_{PA} = 88 \text{ дБА.}$$

$$L_{WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PA}} = 91 \text{ дБА.}$$

3. По формуле определяем уровни шума, создаваемые Тр1 и Тр2 (см.рисунок).

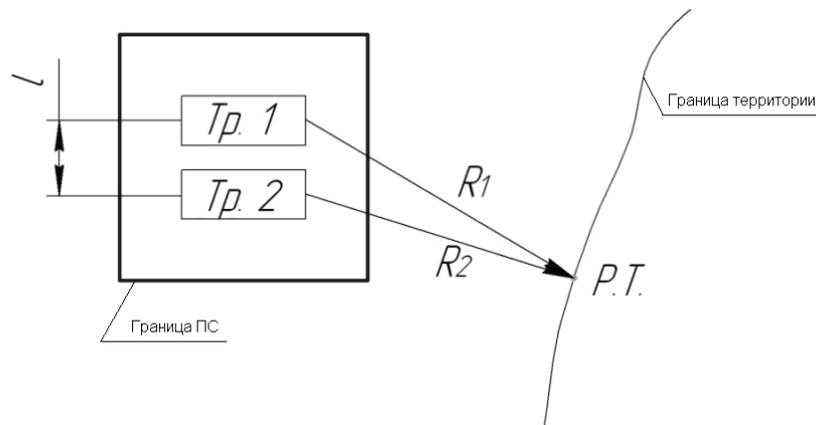


Рисунок 11 – Излучение шума трансформатором

$$L_{A1} = L_{WA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0},$$

$$L_{A2} = L_{WA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0},$$

где R_1 и R_2 расстояния от источников Tr_1 и Tr_2 до расчетной точки Р.Т. соответственно и равно 205 м и 200 м;

$$L_{A1} = 91 - 10 \lg \frac{2\pi 205^2}{16} = 48.8 \text{ дБа},$$

$$L_{A1} = 91 - 10 \lg \frac{2\pi 200^2}{16} = 49 \text{ дБа},$$

Суммарный уровень шума в Р.Т. можно определить по формуле

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1L_{Ai}},$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1L_{Ai}} = 51.9 \text{ дБа},$$

Так как суммарный уровень шума меньше допустимого уровня звука на границе жилой застройки, то предусматривать мероприятия по снижению шума не требуется.

17.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сформировавшаяся на конкретной территории 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.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Бурейск» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ, тем не менее применение маслонаполненных силовых трансформаторов создает риск возникновения пожара при коротких замыканиях либо при грозовых перенапряжениях.

Пожарная безопасность на ПС «Бурейск» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Бурейск» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

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

Для предотвращения возникновения пожара на ПС «Бурейск» на маслonaполненном оборудовании вследствие попадания молнии предусматривается установка системы молниеотводов, зона защиты которых покрывает все распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы.

Пожарная защита на ПС «Бурейск» реализуется:

- предельно допустимым использованием огнестойких и трудногорючих элементов и использованных материалов взамен пожароопасных;
- лимитированием количества горючих элементов и их размещения; обособленностью горючей среды;
- предупреждением распространения пожара из-за границы источника;
- применением средств пожаротушения;
- использованием системы предметов регламентированными границами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- концепциями противодымной защиты;
- использованием пожарной средств извещения о пожаре и сигнализации;
- организацией промышленных объектов в целях пожарной безопасности.

Устранение распространения пожара гарантируется:

- устройством противопожарных преград (стен, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением максимально возможных площадей охраннопожарных отсеков и секций;
- механизмом аварийного отключения и переключения агрегатов и

коммуникаций;

- использованием средств, предотвращающих разливание пожароопасных жидкостей в присутствии пожара;
- использованием огнепреграждающих приборов;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Огромная роль в обеспечении пожарной защищенности на ПС «Бурейск» принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды используемые на ПС «Бурейск» предусмотрены с целью лимитирования распространения пожара изнутри сооружения замкнутого распределительного устройства 10 кВ. К ним принадлежат охраннопожарные стенки, перекрытия, двери находящиеся в распределительном устройстве низкого напряжения.

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Бурейск» применяется песок и огнетушители установленные у каждого взрывоопасного оборудования в частности силовых трансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена реконструкция ВЛ 35 Бурейск - Родионовка. В ходе расчета были установлены нагрузки на ПС рассматриваемого района реконструкции и определена марка провода питающей ВЛ АС 35/6,2, так же была рассчитана мощность трансформаторов для установки на ПС «Родионовка»

На основании расчетных данных о токах короткого замыкания был проведен выбор основного силового и измерительного оборудования на ПС «Родионовка». 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 127,67 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 Собурь 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.),

