

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части главной понизительной
подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Студент

А.С. Гахраманова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Е. Бурмутаев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Проектируемым объектом в выпускной квалификационной работе является системы электроснабжения для электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш». Проектируемым подобъектом это главная понизительная подстанция ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

Реконструкция электрических частей произведена для ГПП-3 электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш» с необходимыми расчетами.

Основные разделы, которые входят в состав выпускной квалификационной работы:

- электрические нагрузки и их расчет для электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»;
- выбор трансформаторов, расчеты и анализы для главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- выбор электрической схемы для главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- расчет для короткого замыкания в шинах на напряжениях 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- выбор и расчет трансформаторов для собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;
- релейная защита и расчет для ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»
- заземления и расчет его для ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»
- молниезащита и его расчет для ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Это выпускная квалификационная работа выполнена на 62 с, включает 19 таблиц, 7 рисунков, 20 литературных источников.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»	7
2 Расчет, выбор и анализ трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»	10
3 Выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»	19
4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП -3 ОАО «Волгоцеммаш»	21
5 Расчет параметров электрооборудования ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	26
6 Расчет и выбор трансформаторов для собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»	42
7 Расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО«Волгоцеммаш».....	46
8 Заземление ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».....	52
9 Молниезащита ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» и его расчет	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Промышленное предприятие в ОАО «Волгоцеммаш» это фундамент, с этим заключается выпуск технологического оборудование для нужд промышленного завода (цементной).

Завод по своей технологии очень необычный там в процессе работы используется тяжелые машиностроение, разные электрические и механические оборудование. Завод был создан в 1956 года и после бурного труда завод выпустил первую продукцию в 1957 году. За свою надежную и качественную работу завод был вознагражден разными медалями (золото, серебро, бронза). Заказчиками этой продукции было из разных стран мира.

Сооружение завода «Волгоцеммаш» эксплуатируются на местах атомной энергетики, горнорудной промышленности, и в других отраслях. Благодаря этому заводу был построен город под названием Тольятти. В этом городе появился разными именами, в районах были строены детские сада, школы, техникумы, институты и. т. д.

Производства механосборочное располагается уникальными оборудованиями для механической обработки и все нужные виды машин, которые используется в цементной промышленности. На станках карусельных можно обработать различные детали по форме кольца до 10 м в диаметре и высоте 3,2 м, а на станках токарных – до 16 м по длине.

Плоскостных станках обрабатываются детали который длина у них 12000 мм, а ширина 4000 мм, высота 3000 мм с массой 150 тонн. Финишная обработка позволяет шлифовать вал диаметром до 1000, длиной 6000 мм и с

массой 20 тонн. Зубообрабатывающие станки представляет особую высокую универсальность. На оборудование можно и обрабатывать зубчатые венцы вращающихся печей с диаметром 12000 мм, и модуль до 60 мм производит внутреннюю нарезку зубцов в детали с диаметром 4500, а также с модулем 25 мм.

С помощью сварочной технологии можно выполнять сварки холодного обрабатывание листового, профильного металлопроката, термообработки металлоконструкций и т. д. С помощью новых прессовых, листогибочных оборудований можно в производстве изготовить гибку, штамповку, вальцовку и т. д. Толщина металла может начинаться с 10 мм до 80 мм. Со временем развитии технологии в области сварки приводит к новым видам сварочных процесс — это автоматическая сварка под флюсом, полуавтоматическая сварка, электрошлаковая, контактная и т. д. При помощи разновидностей сварки очень удобно, быстро и качественное сопровождать технологический процесс во всех отраслях металлоконструкций. Производство под названием инструментальное полностью оснащено нужным высокоточным оборудованием для того чтобы изготовить все виды инструментов как сверла, метчики, плашки, фрезы разные и много другое.

Настоящее время у ОАО «Волгоцеммаш» есть возможность использовать все виды топлива, который восстанавливает часть оксидов азота в отходящих газах и таким образом сокращает количество вредных выбросов в атмосферу. Типоразмеры ряды печей может обеспечить широкий диапазон производительности – от 700 до 5000 т. сутки.

В заводах «Волгоцеммаш» очень много изготавливают разные детали. В заводе со снижением спроса на продукцию, стараются осваивать и развивать другие производственные направление и балансировать с потребностями рынка.

Коммутационные оборудование, оборудование с компенсацией реактивной мощности должно обеспечивать надежную и непрерывную

работу печей дуговых сталеплавильных для выполнение полного технологического плавление сталей.

Цель выпускной квалификационной работы — это решение поставленных рядовых задач, которые нужно решить.

- расчет для электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»;

- расчет, выбор и анализ трансформатора в ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

-главная электрической схемы понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» и его выбор;

- расчет тока КЗ на шинах с напряжением 110 кВ и 35 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»;

Параметры электрооборудований на ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»:

- релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» и его расчет;

- заземления ГПП-3 ОАО «Волгоцемаш» и его расчет;]

- молниезащита ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» и его расчет;

1 Расчет электрических нагрузок электросталеплавильного цеха ОАО «Волгоцеммаш»

Для того чтобы реконструировать подстанцию ГПП-3 нужно установить технологических агрегатов на электросталеплавильном цехе. Дуговая сталеплавильная печь ДСП – 70 и емкость 70 т с печным трансформатором 35/0,9 кВ, а мощность 64 МВА. Планируется установить дополнительных агрегатов АКП-70, АКП-50 и АКП-30 мощность общая 27,3 МВА.

Нагрузки, которые ожидаются для технологических агрегатов, был представлен в ОАО «Волгоцеммаш». Нормальный режим электрического потребления (без короткого замыкание в печи дуговой сталеплавильной печи) показан далее в расчетах. Ожидаемое потребление мощности агрегатом ДСП – 70 с трансформаторным печем 35/0,9 кВ мощность 64 МВА составляет: $P_{ДСП70} = 42500$ кВт , $Q_{ДСП70} = 33780$ квар , $S_{ДСП70} = 54289,4$ кВА.

Мощность которое ожидается потреблением агрегата АКП-70 с печным трансформатором 35/0,3 кВ мощность здесь будет 12 МВА и в конце будет равен на $P_{АКП70} = 9500$ кВт, $Q_{АКП70} = 7125$ квар, $S_{АКП70} = 11875$ кВА.

Итог по агрегатам у нас получится $P_{\frac{ПС}{max}} = 52000$ кВт, $Q_{\frac{ПС}{max}} = 40905$ квар, $S_{\frac{ПС}{max}} = 66160$ кВА. Тиристоры, компенсаторы СТК-35, которые компенсируют 30000 квар реактивной мощности при нормальных работах. В

итоге получается полная мощность ГПП-3 с компенсационным учетом $S_{max}^{ПС} = 53131$ кВА. Мощность который устанавливается в дополнительных агрегатах это $S_{доп.персп} = 27300$ кВА. Итоговая конечная мощность с учетом дополнительно установленными агрегатами получается $S_{max}^{ПС} = 80431$ кВА.

Для эксплуатационного короткого замыкания ЭКЗ (называется, как плавление шихты) в конце происходит кратковременное потребление максимальной мощности.

Мощность которое ожидается при эксплуатационном коротком замыкание это ДСП-70 и составляет $P_{ДСП70ЭКЗ} = 16665$ кВт, $Q_{ДСП70ЭКЗ} = 109326$ квар, $S_{ДСП70ЭКЗ} = 110588,9$ кВА. Потребляемое мощность ожидаемое агрегатом АКП-70 составляет равномерно $P_{АКП70ЭКЗ} = 9500$ кВт, $Q_{АКП70} = 7125$ квар, $S_{АКП70} = 11875$ кВА. В итоге можно написать по двум агрегатам $P_{max}^{ПС} = 26165$ кВт, $Q \frac{ПС}{max} = 116451$ квар, $S_{max}^{ПС} = 119354,3$ кВА. СТК-35 можно компенсировать 70000 квар реактивной мощности, и с этим мы находим полную мощность ГПП-3. В режиме эксплуатационного КЗ компенсация будет - $S_{maxЭКЗ}^{ПС} = 51906$ кВА. Мощность дополнительно установленных агрегатов равна $S_{доп.персп} = 27300$ кВА. Для дополнительно установленных агрегатов в итоге получаем мощность $S_{max}^{ПС} = 79206$ кВА.

Для электрической нагрузки график подстанции ГПП-3 показан на рисунке 1.1.

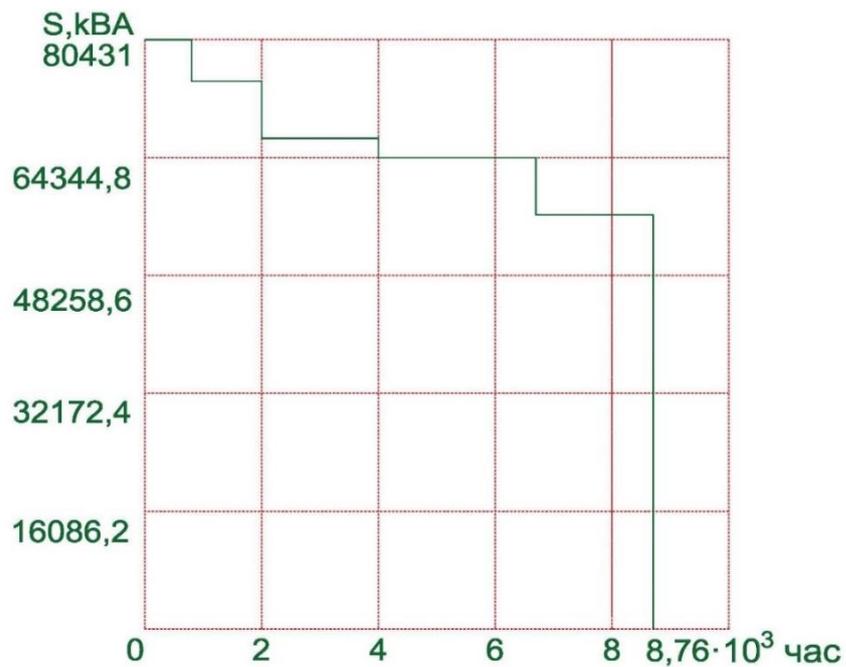


Рисунок 1.1 – Годовой график электрической нагрузки подстанции

Электрическая энергия которой потребляется в подстанции ГПП-3 рассчитывается во внизу указанной формуле:

$$W_{nc} = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t \quad (1.1)$$

где $P_{in}(t)$ - Годовой график нагрузки и мощность соответствующий;

t_{in} - соответствующий годовой график нагрузки, продолжительность ступени.

График для активной нагрузки мощности показан на рисунке 1.2.

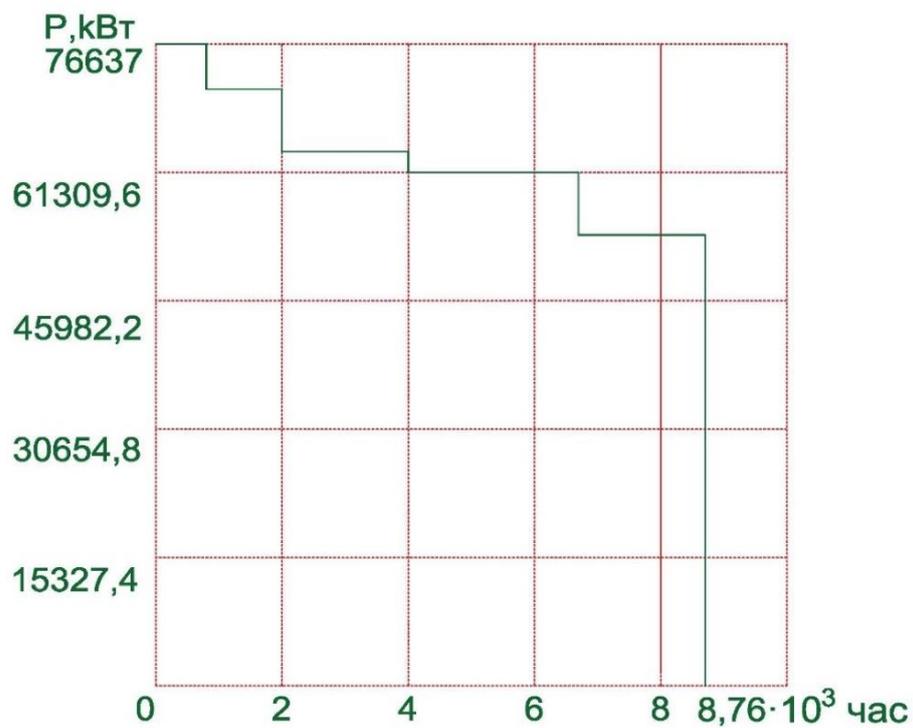


Рисунок 1.2 – График нагрузки активной мощности

$$W_{\text{пс}} = (76,637 \cdot 0,8 + 71,533 \cdot 1,2 + 63,869 \cdot 2 + 61,309 + 2,75 \cdot 53,645 \cdot 2,01) \cdot 10^3 = 551313,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Продолжительность максимум нагрузки подстанции и продолжительность за один год рассчитывается по формуле.

$$T_M = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max пс}}} \quad (1.2)$$

где $P_{\text{max пс}}$ – активная мощность значения максимальной ступени годового графика нагрузки.

$$T_M = \frac{551313,4}{76,637} = 7193,82 \text{ ч.}$$

2 Расчет, выбор анализ и трансформаторов главной понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

2.1 Общие данные

Печь дуговая сталеплавильная – это для потребности электрической энергии с резким переменным характером нагрузки. Характеристика и работа печи непрерывное. При работе печи кратковременное отключение температуры достигает его значение в несколько десятков раз, и при этом металл расплавляется. При этом бывает резкие скачки мощности в больших пределах.

Самым основным оборудованием распределительной подстанции является характеристика силового трансформатора, который подвергается значительным перегрузкам при расплавлении металла. При эксплуатации короткое замыкание достигает $2,5-3,5 I_n$, с правилами ПУЭ можно сказать что это является максимальным значением. Этот принцип нам не дает повышение мощности силового трансформатора до положенного максимального (пикового) значения мощности работы печей. При периоде расплавление металла номинальная мощность должен быть 20% ниже максимальной (пиковой) мощности. Дуговых сталеплавильных печей можно отнести второй категории надежности электрического снабжения как потребитель электрической энергии. По некоторым данным ручной перевод дуговой сталеплавильной печи на ущерб и резервное питание, не превышает затраты на установление автоматики введется резерв и за этого данный не используется на подстанциях, которые питаются дуговыми сталеплавильными печами.

Сталеплавильные печи по своим аналогичным вышеописанными причинами не предусматривается на 100% при резервированной условии наличие только одной печи. АКП агрегаты на электросталеплавильном цехе предполагают расширить наличие агрегатов на 4-х больше.

При этом нужно и необходимо в питающих ГПП-3 сохранять два трансформатора, это приводит к надежности электрического снабжения

печей на высоком уровне. В данное время на открытой части территории ГПП-3 устанавливаются трансформаторы, понижающие 110/35/10 кВ который мощность по 40 МВА.

При условиях специфического режима работы печи (дуговой сталеплавильной) как показана было ране с колебанием мощности в широких пределах. Новый трансформатор, который питает понизительную подстанцию должен производиться и должен принят для металлургического исполнения, например, типа ТДНМ. В распределительных устройствах параллельная работа в новых трансформаторах будет работать с напряжением 35 кВ.

2.2 Выбор типа и количества силовых трансформаторов ГПП-3

Выбор мощности, а также число силовых трансформаторов для главной понизительной подстанции (ГПП), а для предприятий должно быть экономически и технически основан, и это оказывает влияние для существования и влияние для рационального приготовления схем промышленного электрического снабжения. Чтобы выбрать силовой трансформатор и в том числе это число и мощность используется технико-экономический расчет, а также учитываются некоторые показатели как надежность электрического снабжения потребителей, расходы для цветного металла и для потребной трансформаторной мощности. Чтобы упростить эксплуатацию для промышленных систем электроснабжение нужно стремиться применить не больше двух-трех стандартных мощностей трансформаторов, что при этом введет к сокращению резерва на складе резервов и так же облегчит взаимозаменяемость трансформаторов. При установке желательно устанавливаются трансформатор одинаковой мощности, но решение такое не всегда выполним. При выборе трансформатора нужно учитывать со схемой электрических соединений подстанции.

Силовые трансформаторы для напряжения 110 кВ и 35 кВ на ГПП-3, они выбираются трехфазными и двухобмоточными.

Для разных питаний резко меняющихся переменной нагрузки, как говорилось в п.2. В выпускной квалификационной работе и так же согласно методическим указаниям необходимо применить отдельную понизительную подстанцию которой установлен на ней трансформаторы металлургические исполнение типа ТДНМ. Чтобы выбирать конкретную мощность нужно так же необходимо указать расчет. В п. 2.3 выпускной квалификационной работе проведен технические и экономическое сравнение двух типов мощности силовых трансформаторов.

Число трансформаторов согласно п. 2.1 по выпускной квалификационной работе не изменяется и остается как прежний 2 шт.

2.3 Расчет необходимой номинальной мощности силового трансформатора

При выборе числа и мощности трансформатора на подстанциях промышленных предприятий является самым важным вопросом для электрического снабжения и построение сетей (рациональных). В нормальных режимах трансформаторы должны обеспечить питание при номинальных нагрузках всех потребителей предприятий.

При надежности электрического снабжения можно определить число трансформации для подстанции. Наилучший установкой для трансформатора является установка двух трансформаторное, который обеспечивает бесперебойную электрическую снабжению для потребителей цеха любой категории. Если в цехе установлены приемники первой и второй категории, то экономичным является, однако однотрансформаторные подстанции.

В ГПП-3 S_{\max} нагрузка, в рисунке 1.1, составляет в общем 80, 256 МВА, а номинальная допустимая нагрузка мощности одного трансформатора исходя из условий перегрузки на 40% в режиме аварийном рассчитывается по формулам [11]:

$$S_{\text{номТ}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}}, \quad (2.1)$$

$$S_{\text{номТ}} = 0,7 \cdot 80,431 = 56,3 \text{ МВА.}$$

При сравнении можно применять трансформаторы типа ТДН-80000/110/35 и ТДНМ-63000-100000/110/35[12]:

Трансформатор типа ТДНМ металлургического исполнение можно сказать что является наиболее хорошим вариантом для питание резко переменной нагрузки.

Трансформатор силовой с ТДНМ типом очень хорошо выдерживает ударную нагрузку и толчки. Компенсация реактивной мощности СТК-35 с учетом устройства который существует так же можно принять к рассмотрению силовой трансформатор типа ТДН, с большой номинальной мощности чем силовой трансформатор металлургического назначения [28,29]:

Трехфазный трансформатор типом ТДНМ с системой охлаждением, который циркулирует за счет воздуха, и так же с регулируемым напряжением который под нагрузкой. ТДН – это трансформатор с охлаждающей системой и который выполнен естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, который регулируется напряжением под нагрузкой.

В таблице внизу приведен силовой трансформатор с основными характеристиками.

Таблица 2.1 – Характеристики силовых трансформаторов

Трансформатор	$S_{\text{номТ}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$u_{\text{к}}$, %	$I_{\text{х}}$, %
ТДНМ-63000- 100000/110/35	63-100	115	38,5	50	245	10,5	0,5
ТДН-80000/110/35	80	115	38,5	58	310	10,5	0,45

Расчет произведен для трансформатора ТДНМ-63000-100000/110/35.

Потери при активной мощности показано на следующем выражении.

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_K, \quad (2.2)$$

где $P'_x = \Delta P_x = \kappa_{un} \cdot Q_x$ – потери которые приведены в расчетах при активной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода;

Q_x – потери при реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода, формулы для расчета указаны внизу:

$\kappa_{un} = 0,05$ кВт/квар – коэффициент изменяющей потери показан при помощи удаленности источника питания в подстанции от потребителей электрической энергии.

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.3)$$

$$Q_x = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар},$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 315 = 65,75 \text{ кВт}.$$

По следующим выражениям можно произвести коэффициент трансформации загрузки силового трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{номТ}}, \quad (2.4)$$

Расчетная нагрузка силового трансформатора равна на $S_{нагр} = S_{max} = 80156$ кВА:

$$\kappa_3 = \frac{80431}{63000} = 1,276.$$

Потери мощности при КЗ в силовом трансформаторе указано в внизу указанной выражении:

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k, \quad (2.5)$$

В формуле (2.5) Q_k – обозначает потерю реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ.

В следующей формуле указывается в режиме КЗ потери реактивной мощности силовом трансформаторе.

$$Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}}, \quad (2.6)$$

$$Q_k = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар},$$

$$P'_x = 245 + 0,05 \cdot 6615 = 575,75 \text{ квар},$$

$$P'_T = 65,75 + 1,276^2 \cdot 575,75 = 1003,17 \text{ кВт}.$$

В двухобмоточном силовом трансформаторе потери электрической энергии можно определить из следующих выражений и основывается на годовой график нагрузки электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{пс}} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{\text{к.в}} = \Sigma_{i=1}^K n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \Sigma_{i=1}^K \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{\text{к.в}} \cdot \kappa_{3.в.i}^2 \cdot T_i \right), \quad (2.7)$$

где n_i – это количественное значение силовых трансформаторов. Он работает определенном годовом графике в определенной ступени;

T_i – годовой график нагрузки и это продолжительность в нужной ступени для силового трансформатора;

$\kappa_{3.в.i}^2$ – на выбранном ступени указано коэффициент годового графика загрузки для силового трансформатора;

По разным методическим указаниям можно сказать что расчет ведется табличным способом [11], в конце если обратить внимание, то можно сказать что расчет становится понятным;

С помощью формулы (2.7) ведется расчет. Эти расчеты ступеней были взяты из годового графика нагрузок, который показан на рисунке 1.1.

Потери расчетов электрической энергии в силовом двухобмоточном трансформаторе представляется в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет силового трансформатора по типу ТДНМ 6300 – 100000 по потерям электроэнергию

№ ступени	S _{ступени} , МВА	n _i , шт	T _i , ч	κ _{з.вi} ²	ΣΔW _{xi} ,	ΣΔW _{к.вi} ,
1	80431	2	800	1,63	105200	375370
2	75074,2954	2	1200	1,42	157800	490554
3	67031,1954	2	2000	1,13	263000	651789
4	64344,8	2	2750	1,04	361625	825814
5	56301,7	2	2010	0,8	264315	462128
				Итого:	1151940	2805655
				Итого по ПС ΔW _{пс} :	3957595	

По формулам (2.2-2.7) рассчитывается трансформатор типа ТДН-80000. Это представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Потери электрической энергии в силовом трансформаторе типа ТДН-80000

№ ступени	S _{ступени} , МВА	n _i , шт	T _i , ч	κ _{з.вi} ²	ΣΔW _{xi} ,	ΣΔW _{к.вi} ,
1	80431	2	800	1,01	121600	295155
2	75074,2954	2	1200	0,88	182400	385724
3	67031,1954	2	2000	0,70	304000	512503
4	64344,8	2	2750	0,65	418000	649341
5	56301,7	2	2010	0,50	305520	363372
				Итого:	1331520	2206095
				Итого по ПС ΔW _{пс} :	3537615	

Здесь полученные значение ΔW_{пс} – не много отличается от указанных. В данных расчетах можно прийти к выводу что в трансформаторе ТДН – 80000 меньше потери чем в трансформаторе ТДНМ – 63000 – 100000. По расчетам 419980 кВт · ч больше потери. Чтобы оценить экономичности и

коэффициент полезности выбора силового трансформатора необходимо рассчитать затраты, которые определяются с помощью внизу указанными выражениями:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (2.8)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ – наименуется уравнение как коэффициент дисконтирование с согласием нормативными документами [11];

K – определенная цена силового трансформатора;

$I_{\text{э}}$ – потери электрической энергии в трансформаторе за год проработанной службы и это стоимость:

I_0 – годовой отчет для силового трансформатора и амортизационную систему;

В электрической энергии за год проработки трансформатора по формуле можно определить в низу указанном выражением:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (2.9)$$

Где $C_{\text{э}}$ – цена за 1 кВт · ч - это потребителями потребляемая электрическая энергия.

Указанная цена за 1 кВт · ч потребителями потребляемой электрической энергии можно определить в низу указанными выражениями:

$$C_{\text{э}} = \frac{12 \cdot \alpha}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (2.10)$$

Где $\alpha = 893$ – главный вид двухставочного тарифа, можно найти по [1];

В $\beta = 0,44$ – по указанным значениям находим дополнительную форму двухставочного тарифа, это определяется по [1];

$$T_{\text{м}} = 7193,82.$$

$$C_{\text{э}} = \frac{12 \cdot 893}{7193,82} + 0,44 = 1,92 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовой период отчисления силового трансформатора на амортизацию определяется внизу указанном выражении:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (2.11)$$

Где $P_{\text{сум}} = 0,094$ – это коэффициент суммарного отчисления и определяется по [11];

$K = 72500000$ руб. – определенная цена силового трансформатора ТДНМ 63000-100000.

$$I_{\text{э}} = 3957595 \cdot 1,92 = 7598582,4 \text{ руб.},$$

$$I_o = 0,094 \cdot 72500000 = 6815000 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 72500000 + 6815000 + 7598582,4 = 25288582,4 \text{ руб.}$$

Для силового трансформатора типа ТДН – 80000 затраты рассчитаны по формулам (2.8-2.11).

$$I_{\text{э}} = 3537615 \cdot 1,92 = 6792220,8 \text{ руб.}$$

$$I_o = 0,094 \cdot 92500000 = 8695000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 92500000 + 8695000 + 6792220,8 = 29362220,8 \text{ руб.}$$

По расчетам можно сказать что самым экономичным можно считать силового трансформатора типа ТДНМ 63000-100000. Рассчитанные затраты можно считать, что оказались намного экономичнее. При этом можно сказать что для работы печи самым лучшим вариантом будет тип ТДНМ 63000-100000.

3 Выбор главной электрической схемы подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» это региональная энергосистема который от него распространяется линии ВЛ – 110 кВ который питает ГПП-3.

Питание потребителей электроэнергиям осуществляется по кабельным линиям. Если пойти по схеме, то можно увидеть, что ОРУ – 110 кВ выполнен по схеме 110 – 4Н выключатели с двумя блоками со стороны не автоматической перемычкой. Это типичная схема для понизительной подстанции. Перемычка на схемах играет существующую роль, когда переключается на линию и на трансформатор при выводе их в ремонт, а также применяется в автоматических отключениях оборудования и после аварийном режиме работы. Потребитель ГПП-3 относятся ко второй группе категории по надежные работы электроснабжения и допускается перерывы на время неавтоматического включение резерва. Преимущества схемы 110-4Н это простота электрических устройств, экономическая работа, надежность безопасной работы и т.д. Преимущество схемы электроснабжение на напряжении 35 кВ это отсутствие секционирование и так же возможность параллельно работать на трансформаторах с напряжением до 35 кВ. Главные элементы электрических соединений разделяется на две части – это внешние и внутренние присоединения. Генератор, линии электропередачи, шунтирующие реакторы и т.д. относятся к первым присоединениям. Внутренние элементы тоже делятся на вспомогательные элементы и элементы схемообразующие элементы. По первому типу элементы — это коммутационные аппаратуры. Вторые вспомогательные элементы как трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и т.д. В энергетических системах тенденция мощности объектов ставит некоторые проблемы который связано с экономичности и надежности систем (ЭЭС). С уникальностью объекта и не определенности некоторых данных процесс

выбора главной понизительной подстанции является как результат технико-экономических процессов.

Одно из основных принципов для построения схем электроснабжения — это глубокий ввод, который максимально приближается к источнику высокого напряжения, а как же к потребителям с минимальными количествами ступеней промежуточных трансформаторов и электрических аппаратах. Глубокие вводы отходят от главной понизительной подстанции (ГПП) а также от распределительных подстанций который получает энергию от энергосистемы.

На рисунке 3.1 показан упрощенная главная электрическая схема понизительной подстанции ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш».

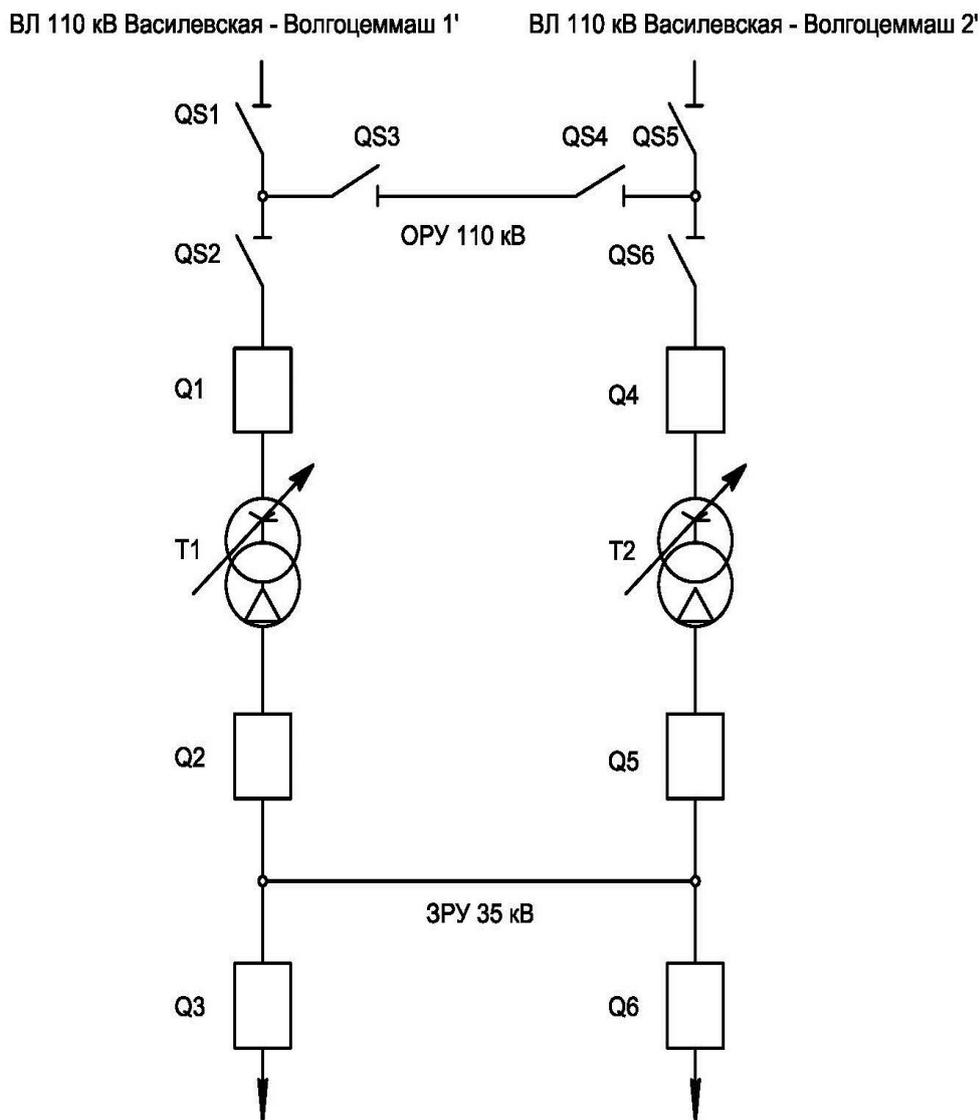


Рисунок 3.1 – Упрощенная схема ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

4 Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 35 кВ ГПП – 3 ОАО «Волгоцеммаш»

В расчетах КЗ мы выбираем оборудование для того чтобы проверить их на надежность, простоте конструкции, принципе действий, долговечности и. т. д. При выборе проверяются оборудование и его части (шины, кабели, изоляторы, термическая, электродинамическая устойчивость, уставку для срабатывания защиты и. т. д). При выборе и при проверке параметров электрической установки используется трехфазные КЗ.

Чтобы решить эту задачу в большинство практических процессах вводят допущение который не дает существенных погрешностей [5]. Расчет токов КЗ выполнен по методике [2]. Расчет показан для максимального и минимального режима работы сети. На шинах как основное напряжение выбрано напряжение высокого напряжения ГПП-3 кВ $U_0 = 115$ кВ. Расчетная схема токов КЗ на точках К1 и К2 указан на рисунке 4.1.

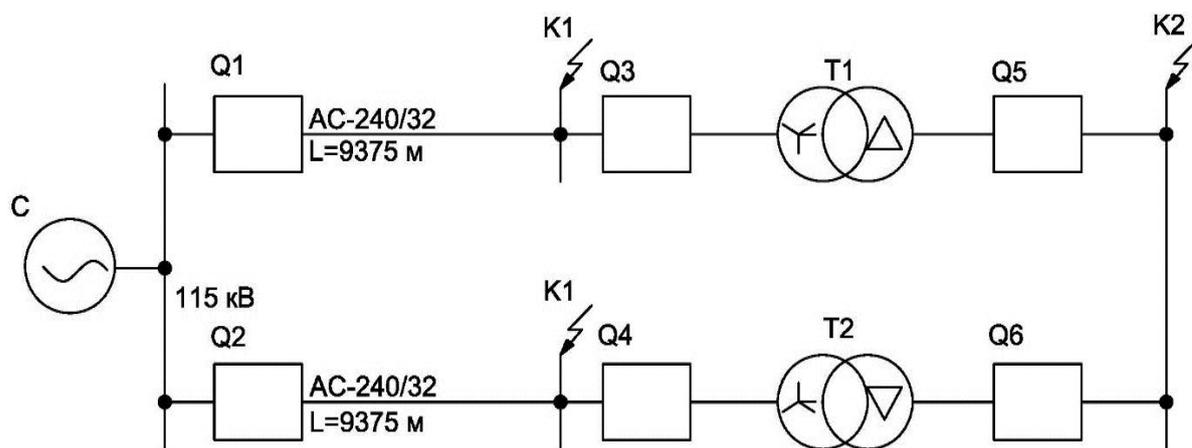


Рисунок 4.1 – Схема токов короткого замыкание в точках К1 и К2

С помашии шин с напряжением 110 кВ проводится питание подстанции с напряжением 220/110/10 кВ “Василевская” с двух цепными воздушными линиями. Воздушные линии электропередачи выполняются с маркой АС-240/32. Длина проводов составляет $L=9375$ м. Номинальная мощность

силового трансформатора равна $S_{н.тр} = 63$ МВА. Максимальная нагрузка тока КЗ от системы I_c , кА, равен 12,723 кА, а на минимальном режиме равен 6,468 кА. При испытании напряжение КЗ силового трансформатора равен $u_k = 10,5$ %. Реактивное сопротивление системы равен $X_c = 0,4$ Ом. С помощью формулы можно найти сопротивление в системе X_c , Ом:

$$X_c = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (4.1)$$

Сопротивление реактивной мощности воздушной линии от распределительной подстанции 220/110/10 кВ. Рассчитывается по формуле указанный внизу:

$$X_L = X_0 \cdot L, \quad (4.2)$$

Здесь $X_0 = 0,4$ Ом – это удельное сопротивление.

Расчет силового трансформатора на реактивное сопротивление X_T , Ом, расчет ведется в внизу указанной формулой:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U^2}{100 \cdot S_{н.тр}}, \quad (4.3)$$

где X_p , Ом – это результирующий сопротивление, рассчитан согласно внизу указанной формуле:

$$X_p = X_c + X_L + X_T. \quad (4.4)$$

Ток короткого замыкание переведен к базисному напряжению:

$$I_{кб} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_p}, \quad (4.5)$$

Ток КЗ в измеренных единицах $I_{кз}$, кА, рассчитывается по внизу указанной формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot X_p}, \quad (4.6)$$

Формула для ударного тока для трехфазного КЗ, $I_{уд}$, кА, рассчитывается по внизу указанной формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{5} \cdot I_{кз} \cdot K_{уд}, \quad (4.7)$$

Ток для трехфазного КЗ происходит методом расчета тока симметричных и несимметричных коротких замыканий в начальном моменте времени. Для напряжений 750 кВ и выше не распространяется. Симметричная система прямой последовательности тока составляет три одинаковых по величине вектора, который имеет относительный сдвиг по фазе (120°), который вращается против часовой стрелки. Чередование фаз (А, В, С) проходит по часовые стрелки. Аналогично имеется условие для обратной последовательности.

Несимметричные КЗ бывают в трех основном виде: однофазное, двухфазное и двухфазное на землю. Для того чтобы найти ток и напряжение по месту несимметричного КЗ нужно использовать Токи на ответвлениях — это действительные токи по месту КЗ. Токи КЗ в однофазном, двухфазном и двухфазном на землю бывают разными.

Расчет их произведен как для раздельной работы, так и к для параллельной работы силовых трансформаторов. На рисунке 4.2 показан схема замещения для параллельной работы.

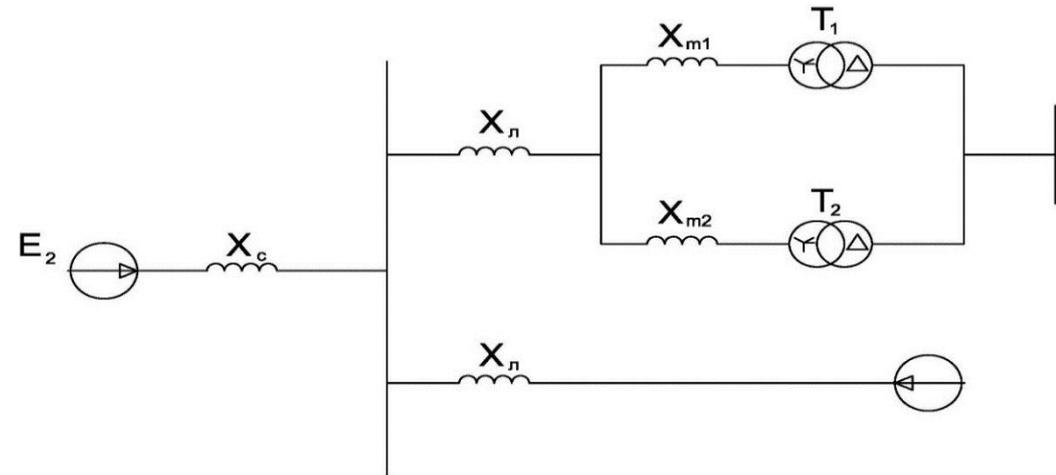
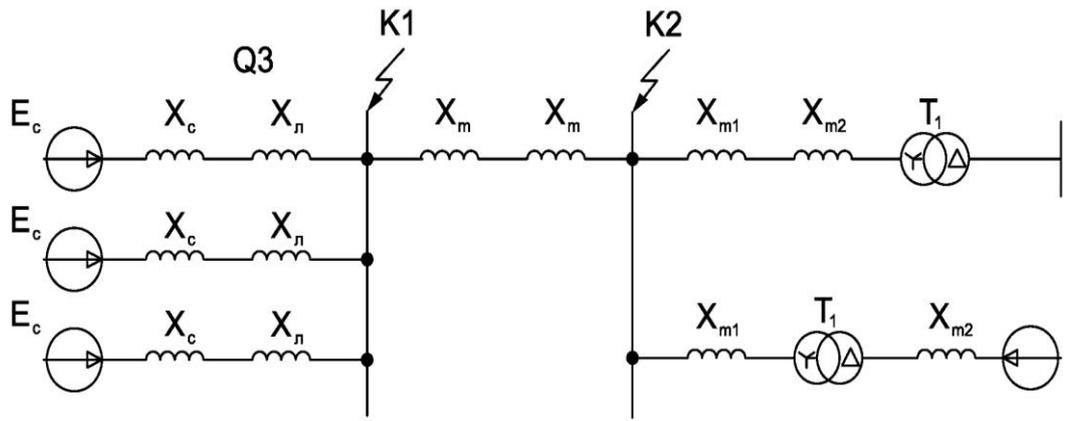


Рисунок 4.2 – Схема замещение, отдельная работа трансформаторов

Рисунок 4.3 – Схема замещение, параллельная работа трансформаторов

Результаты всех расчетов введены в таблицу 4.1.

где T_a с, ударный коэффициент, k_y было взято из [27].

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ.

Параметры	Параллельная работа, K1		Отдельная работа, K1		Параллельная работа, K2		Отдельная работа, K2	
	max	min	max	min	max	min	max	min
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$X_c, \text{ Ом}$	5,22	10,28	5,22	10,28	5,22	10,28	5,22	10,28
$X_L, \text{ Ом}$	3,75	3,75	3,75	3,75	1,875	1,875	1,875	3,75
$X_T, \text{ Ом}$	22,04	22,04	-	-	11,02	11,02	22,4	
$X_p, \text{ Ом}$	8,97/53,05	14,03/58,11	8,97	14,03	18,115	23,175	31,01	36,07

$I_{кб}$, кА	7,41/1,25	4,74/1,14	7,41	4,74	3,67	2,868	2,144	1,84
---------------	-----------	-----------	------	------	------	-------	-------	------

Продолжение таблицы 5.4

$I_{кз}$, кА	7,41/1,25	4,74/1,14	7,41	4,74	11,4	8,915	6,66	5,7
$i_{уд}$, кА	-	-	19,07	-	31,02	24,26	18,12	15,6
T_a , с	-	-	0,05	-	0,14	0,14	0,14	0,14
K_y	-	-	1,82	-	31,02	24,26	18,12	15,6

В Таблице (таблица 4.1), было произведена токов КЗ. ВЛ-110 кВ было указано результаты расчета во всех цепях, точках К1. Суммарный результат значений тока КЗ можно определить путем суммирования по результатам расчета по обеим цепям ВЛ-110 кВ. Токи КЗ на шинах на напряжении 110 кВ в минимальных и максимальных режимах равен 2,837 кА, 1,421 кА. На шинах с напряжением 35 кВ в разных пиковых режимах и разных минимальных режимах равен 7,118, 4,922 кА. При составлении расчетной схемы электроустановок начинается КЗ. В этой схеме указывается все параметры: средняя значение ступеней, мощность от источника питания, паспортные данные электрооборудований и. т. д. Сборные шины ГПП, РУ, РП это начало питающих линий.

В схемах, разветвленных содержит только индуктивные так же активные сопротивления аperiodических составляющих тока КЗ представляющий сумму экспонент, который равен числу независимых контуров. От цепей зависит метод расчета, который применяется в допустимой погрешности расчета, величине. Для проверки электрооборудований можно применить упрощенные методы для расчета КЗ, при котором погрешность не превышает 5% и 10%. Составляющая значения для периодичности токов КЗ и их значение в момент времени до размыкание поврежденной цепи. В расчетах КЗ можно допустить не учитывать фазный сдвиг и изменение частоты который вращается ротор разных генераторов, а

также компенсаторов в КЗ. Полная симметричность по фазам всех электроэнергетических элементов, а также не учитывается намагничивание трансформаторов.

5 Расчет параметров электрооборудований ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

5.1 Выбор оборудования 110 кВ на открытом распределительном устройстве 110 кВ

5.1.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей на открытом распределительном устройстве 110 кВ

Для расчета максимального тока короткого замыкания с учетом периодичности и так же аperiodичности слагающий для токов КЗ, $I_{кз}$, кА, в линии 110 кВ для трансформатора рассчитан внизу указанной формулой:

$$I_{кз} = I_{кз} + i_{at} ,$$
$$I_{кз} = 7,41 + 3,85 = 11,26 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

На РУ 110 кВ (ОРУ-110) устанавливается выключатели с элегазовой изоляцией типа ВГТ 110-40/2500 Y1 [13]. Выключатели серии ВГТ изготавливаются в некоторыми способами: первый способ изготавливается однополюсном исполнении предназначен для выполнения коммутационных операций (выключение и отключение), а также циклов АПР при данных условиях нормальных, а также для аварийных режимов в трехфазных сетях переменного тока 50 Гц с номинальными напряжениями 110 кВ с заземлителем.

Номинальные параметры выключателя следующие: $U_{сн} = 110$ кВ; $I_{ном} = 2500$ А; который отключается собственном времени $t_{по} = 0,055$ с. Расчет срабатывание релейной защиты будет использован [27] $t_{рза} = 0,1$ с. На расчетах использовано среднее номинальное напряжение сети $U_{сн} = 115$ кВ. Трансформаторы работают сами по себе отдельно с коэффициентом загрузки 0,7 в нормальных режимах. В обмотках ток высокого напряжения

силового трансформатора $I_{\text{норм}}$, А рассчитывается по формуле внизу указанной:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 110,7 \text{ кА.}$$

Когда один трансформатор в аварийном режиме и место него подключается другой трансформатор (резервной) а трансформатор аварийный выведется в ремонт. Ток на обмотках высокой напряжении $I_{\text{ав}}$, А, рассчитан согласно по внизу указанной формуле:

$$I_{\text{ав}} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115},$$

$$I_{\text{ав}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 221,4 \text{ А.}$$

Время $\tau_{\text{кз}}$, расчет от КЗ до начала работы контактов во внизу указанной формуле:

$$\tau_{\text{кз}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{соб}},$$

$$\tau_{\text{кз}} = 0,01 + 0,038 = 0,048, \text{ с.} \quad (5.4)$$

С помощи апериодической составляющей зная время $\tau_{\text{кз}}$ по [27] $\beta_{\text{ап}} = 33\%$. Ток отключение ВГТ 110-40/2500 У1 $I_{\text{но}} = 40$ кА одинокого с током термической стойкости, $I_{\text{кз}} \leq I_{\text{но}}$. Несинусоидальный составляющий тока КЗ $i_{\text{ап}}$, кА, рассчитывается по внизу указанной формулой:

$$i_{\text{ап}} = (\sqrt{2} \cdot \beta \cdot 100) \cdot I_{\text{кз}}, \quad (5.5)$$

$$i_{\text{ап}} = (\sqrt{2} \cdot 33 \div 100) \cdot 40 = 18,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток на выключателе который может выдержать большие токи ВГТ 110-40/2500 У1 $i_{сквоз}$ = 102 кА. Параметр выключателей должен быть большим чем ток КЗ в сети. Время полного отключение тока КЗ $t_{окз}$, с, представлено в внизу указанной формуле:

$$t_{окз} = t_{рза} + t_{по} , \quad (5.6)$$

$$t_{окз} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с.}$$

Тепловое действие тока КЗ показано внизу указанной формуле:

$$W = T_{кз}^2 \cdot T_{окз} + T_a , \quad (5.7)$$

$$W = 7,41^2 \cdot 0,065 + 0,05 = 6,314 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Тепловое действие тока КЗ $W_{дп}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, при известном нам значении тока термической стойкости I_T , с, показано по формуле внизу указанной:

$$W_{дп} = I_T^2 \cdot t_{по} , \quad (5.8)$$

$$W_{дп} = 40^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

У выключателя параметр постигает выше чем у параметра тока отсюда можно перейти к выводу и сказать, что выключатель такого типа можно применить при проектировании.

5.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ

Разъединители серии РГ с напряжением 110 кВ выполняется с повышенной электрической прочностью и улучшенными эксплуатационными характеристиками. В ОРУ-110 кВ решено установить разъединитель РГ-110.П/1000 – УХЛ1. Ток после аварии, когда неработающий трансформатор введён в ремонт, тогда ток равен 221,4 А. Номинальный параметр разъединителя это - $U_{ном} = 110$ кВ; $I_{ном} = 2500$ А. Ток периодичный сквозной

КЗ и в том числе ток ударный сквозной КЗ равен 31,5 кА и 80 кА. Действие теплового тока (КЗ) $V_{дп}$, $кА^2 \cdot с$, при значении тока термической стойкости I_T , с, показан внизу указанной формуле:

$$V_{дп} = 31,5^2 \cdot 0,065 = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

По расчетам можно сказать что параметры разъединителя выше параметров тока КЗ, и в конечном итоге можно сказать что разъединитель можно применить при проектировании.

5.1.3. Расчет параметра трансформаторов тока на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ

Трансформаторы тока типа ТРГ предназначен для передачи сигналов измерительной информации для измерительных приборов и устройствам защиты, а также управление на установках переменного тока с частотой 50 Гц или же 60 Гц с номинальными напряжениями 110 кВ. На подстанции решено использовать трансформаторы тока серии ТРГ-110, 400/5-0,5/5P/5P/5P УХЛ1. Параметры для трансформатора тока для расчета было взято из [15]. Ток на обмотке вторичного напряжения равен $I_{ПН} = 5 \text{ А}$. Допустимые тепловые действия тока короткого замыкания $V_{дп}$, $кА^2 \cdot с$, при нами известные значение тока термической стойкости I_T , кА. Ударный ток, ток электродинамической стойкости для КЗ который выдерживает трансформатор тока это значение равен $i_{эд} = 102 \text{ кА}$, расчет произведен (5.8) указанной формулой.

$$V_{дп} = 31,5^2 \cdot 3 = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Расчет для вторичного параметра трансформатора тока и выбрать сечение для проводника вторичной цепи. Расчетные данные показали, что

параметры трансформатора тока соответствует с параметрами сети. Тип вторичный цепи ТРГ – 110 110 400/5-0,5/5P/5P/5P УХЛ1 указан в таблице 5.1. Нагрузки на вторичные обмотки трансформатора тока, и возможность рассчитывать вторичные цепи проводника. Расчеты сечение проводников указан в таблице 5.2. Присутствующие расчетные параметры в формулах сопротивление контактного перехода $Z_{кт} = 0,1$ Ом; сопротивление для обмотки, подключенный часть точности 0,2 $S_{z_{0,3}} = 2$ Ом; сопротивление нагрузки, для подключенных к обмоткам точности 0,5 $S_{z_{0,5}} = 1,2$ Ом. Длина алюминиевых проволок $I_{пров} = 66$ м, удельное сопротивление проводника – это $\rho_{пров} = 0,0283$ Ом · мм²/м.

Таблица 5.1 – Расчетные значение для вторичных цепей ТРГ 110 110 400/5-0,5/5P/5P/5P УХЛ1

Класс точности вторичной обмотки	Прибор который установлен на вторичную цепь и его параметры					
	0,2S	Полная мощность прибора в фазах $S_{приб}, \text{BA}$	Фаза	Счетчик	-	-
A			0,1 (EM720)	-	-	0,1
B			0,1 (EM720)	-	-	0,1,
C			0,1 (EM720)	-	-	0,1
Класс точности вторичной обмотки 0,5	Полная мощность прибора в фазах $S_{приб}, \text{BA}$	Фаза	Амперметр	Ваттметр	Фиксирующи й измерительн ый прибор	$\Sigma S, \text{BA}$
		A	0,5 (ЩП120)	0,07(ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	4,2
		B	0	0,07(ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	3,7
		C	0	0,07(ЩМ120)	3 (ФИП-2А)	3,7

Таблица 5.2 – Расчет сечений для алюминиевых проводников

Расчетная величина	Общая сопротивление подключенных устройств $Z_{втор}, \text{Ом}$	Общая сопротивление алюминиевых проводов $Z_{апр}, \text{Ом}$	Сечение $S_{апр}, \text{мм}^2$
Формула расчета	$Z_{втор} = \Sigma S / (I_{Пн})$	$Z_{апр} = Z_{0,2S} - Z_{кт} - Z_{втор}$	$S_a = (\rho_{пров} \cdot I_{пров}) \div Z_{апр}$
Формула расчета и результат расчета	$Z_{втор0,2} = 0,1 \div 5^2 = 0,004$ $Z_{втор0,2} = 4,2 \div 5^2 = 0,168$	$Z_{апр0,2S} = 2 - 0,1 - 0,004 = 1,896$ $Z_{апр0,2} = 2 - 0,1 - 0,168 = 0,932$	$Z_{апр0,2S} = (0,283 \cdot 66) \div 1,896 = 0,97$ $Z_{апр0,2S} = (0,283 \cdot 66) \div 0,932 = 1,974$

По расчетным результатам было использовано проводники с сечением 2 мм ²			

5.1.4 Трансформатор напряжения 110 кВ

Трансформатор серии НДЕ вырабатывает сигнал измерительной информации для измерительных приборов, а также назначен для наружной установки. По назначению он предусмотрен для напряжений с начиная от 110 до 750 кВ. На открытом распределительном устройстве (ОРУ) устанавливаем высоковольтный трансформатор с напряжением типа НДЕ-М-110. Трансформатор производится в компании ОАО «Электrozавод» [16]. Трансформаторные параметры напряжение – это первичное напряжение $U_{Iн} = 110 / \sqrt{3}$ кВ; напряжение вторичное $U_{Пн} = 110 / \sqrt{3}$ В; и допустимое мощность нагрузки на обмотках вторичных $S_{н0,2} = 110$ ВА, $S_{н0,5} = 200$ ВА. В таблице 5.3 представлен нагрузка трансформатора типа ОРУ-110 кВ напряжением пригоден к установке и не превышает номинальных значений. Таблица 5.3 – Нагрузка на вторичных обмотках трансформатора напряжением НДЕ-М-110

Класс точности вторичной обмотки	Прибор который установлен на вторичную цепь и его параметры				
	Мощность потребления	Счетчик (EM720)	-	-	ΣP , Вт; ΣQ , Вар
0,2	P, Вт	0,02	-	-	0,02
	Q, Вар	0,02	-	-	0,02
Полная суммарная мощность $S_{0,2} = 0,028$ ВА					
Класс точности вторичной обмотки	Мощность потребления	Вольтметр переключаемый	Ваттметр	Фиксирующий прибор	ΣP , Вт; ΣQ , Вар
	P, Вт	6,1	0,115	9,1	15,315
0,5	Q, Вар	6,6	0,29	0	6,89
Суммарная полная мощность $S_{0,5} = 16,83$ ВА					

Полная суммарная мощность измерительных устройств S , ВА, расчетная формула указан внизу:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (5.9)$$

$$S_{0,2} = \sqrt{0,02^2 + 0,02^2} = 0,028 \text{ ВА},$$

$$S_{0,5} = \sqrt{15,315^2 + 6,98^2} = 16,83 \text{ ВА}.$$

5.1.5 Расчетные параметры гибкой ошиновки

В подстанции гибкая ошиновка используется сталеалюминевыми проводами. Сечение провода марки АС $S_э$, мм², для экономической плотности тока $j_{э\kappa} = 1 \text{ А/мм}^2$, рассчитан согласно по внизу указанной формулой:

$$S_э = \frac{I_{ав}}{j_{э\kappa}}, \quad (5.10)$$

$$S_э = \frac{221,4}{1} = 221,4 \text{ мм}^2.$$

По критериям термической стойкости сечение проводов s_{τ} , мм², при известном коэффициенте C_{τ} – для алюминиевых жил рассчитано по внизу указанной формуле:

$$s_{\tau} = \frac{\sqrt{B}}{C_{\tau}},$$

$$s_{\tau} = \frac{\sqrt{B}}{C_{\tau}} = \frac{\sqrt{6314431,5}}{85} = 29 \text{ мм}^2. \quad (5.11)$$

Провод по марке АС-240/32 ,его наружный диаметр АС-240/32 $d_n = 0,0216$ м, радиус $r = 0,0108$ м. Между фазные расстояние $l = 2,5$ м. Величина D_{Γ} , м рассчитан в внизу указанной формуле:

$$D_{\Gamma} = \sqrt[3]{2 \cdot l^3}, \quad (5.12)$$

$$D_r = \sqrt[3]{2 \cdot 2,5^3} = 3,018 \text{ м} = 301,8 \text{ см.}$$

Соответствие с E_k , кВ/см, в этих значениях указывает на появление короны и рассчитывается согласно по внизу указанной формулой:

$$E_k = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{10,8}}\right), \quad (5.13)$$

$$E_k = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{10,8}}\right) = 26 \text{ кВ/см.}$$

На поверхности проводника напряжение E_H , кВ/см, рассчитывается внизу указанной формуле.

$$E_H = \frac{0,354 \cdot U_{cp}}{r \cdot \lg \frac{D_r}{r}}, \quad (5.14)$$

$$E_H = \frac{0,354 \cdot 115}{0,94 \cdot \lg \frac{301,8}{0,108}} = 13 \text{ кВ/см.}$$

Расщипывание короны:

$$1,07 \cdot E_H \leq 0,9 \cdot E_k, \quad (5.15)$$

$$13,9 \leq 23,04 \text{ кВ/см.}$$

При коронном разряде применяются и соблюдается некоторые условия для ошиновки открытой распределительной устройстве ОРУ-110 кВ можно использовать провода с маркой АС-240/32 (алюминиевое сечение). Нагрузка электродинамических изоляторов и их расчет не производят, из-за того, что использовано гибкая ошиновка и токи КЗ менее 20 кА на ОРУ-110 кВ.

5.1.6 Выбор количество и типа изоляторов для гирлянд с напряжением 110 кВ

На воздушных линиях промежуточных опорах электропередачи (ВЛ) 110 кВ применяют гирлянды подвесных изоляторов, который с помощью

линейной арматуры. Гирлянда комплектуется из отдельных изоляторов. Основное назначение гирлянды является поддержание провода, а также изоляции его от опорных элементов. Расчет изоляторов производится по методу разрушаемых нагрузок. Изоляторы были рассчитаны и выбраны согласно рекомендациям в [4]. По этим данным [4] степень загрязнений изоляций так же будет продолжаться дальше. Длина утечки $L_{ут}$, см, изоляторные гирлянды рассчитывается по внизу указанной форме:

$$L_{ут} = \lambda_{э} \cdot U_{наиб} \cdot K_{исп} \cdot K_{сост}, \quad (5.16)$$

где $U_{наиб} = 126$ кВ – максимальное рабочее напряжение;

$\lambda_{э} = 2,35$ см/кВ – удельная длина утечки;

$K_{исп} = 1,2$ – коэффициент использования изоляторов в гирлянде;

$K_{сост} = 1$ – коэффициент, который используется составной конструкции гирлянды.

$$L_{ут} = 2 \cdot 126 \cdot 1,2 \cdot 1 = 305 \text{ см.}$$

Изоляторы типа ПС70Е который длина пути утечки изоляторов равна $L_{из} = 41,1$ см. Количество изоляторов ПС70Е М, в составе гирлянды определяется количеством согласно формуле:

$$M = \frac{L_{ут}}{L_{из}}, \quad (5.17)$$

$$M = \frac{305}{41,1} = 7,5$$

По [4] количеству мы будем принимать $M = 1+8+1=10$ шт. Коэффициент надежности изолятора $k_{над}$, допустимое протягивание провода

равен $T_{пр} = 7$ кН, нагрузка разрушающая изолятора $F_{разр} = 70$ кН согласно справочным указаниям [4] решается по внизу указанной формуле.

$$K_{над} = \frac{F_{разр}}{T_{пр}}, \quad (5.18)$$

$$K_{над} = \frac{70}{7} = 10 > 6 > 2,5.$$

Коэффициент надежности проходит положенные требования [4].

5.2 Выбор оборудования 35 кВ

5.2.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей с напряжением 35 кВ

Основным фактором для высоковольтных выключателей определяющую конструкцию это гашение дуги.

В использование существующего ОРУ-35 кВ по указанным условиям который не пригоден коммутационные аппаратуры и отсутствие места для расширения с необходимости размещать стабилизирующий реактор. Принято решение заново ремонтировать существующей РУ-35 кВ и устанавливать РУ-35 кВ закрытого типа на модульном здании. Использованный тип в ЗРУ-35 РВМ-35. В РУ использоваться будут вводные элегазовые выключатели типом HD4/Z-40,5-25/200 [17]. Расчетные параметры выключателя и сравнение их с параметрами сети произведено для использования при расчетах выключателя 110 кВ. В отходящих ячейках присоединение 35 кВ устанавливается элегазовые выключатели по марке HD4/Z-40,5-25/1250 (таблица 5.5).

Таблица 5.4 – Параметры выключателя вводного HD4/Z-40,5-25/2000

Параметры сети, параметры выключателя	Расчетные значение для параметра выключателя и сети
$U_{ном} / U_c, \text{кВ}$	36/35
$I_{ном} / I_{ав}, \text{А}$	2000/1376

$I_{НО} / I_{КМ}, \text{кА}$	25/11,4
$t_{СОБ}, \text{С}$	0,04
$t_{ПО}, \text{С}$	0,06
$\tau_{КЗ}, \text{С}$	0,05
$\beta_{АП}, \%$	32
$i_{АП}, \text{кА}$	11,3
$i_{СКВОЗ}, \text{кА}$	62,5
$t_{ОКЗ}, \text{С}$	0,07
$В_{ДП}, \text{кА}^2 \cdot \text{с/В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	43,75/27,3

Таблица 5.5 – Присоединение отходящих в выключателе параметров HD4/Z-40,5-25/2000

Параметры сети, параметры выключателя	Расчетные значение для параметров выключателя и сети
1	2
$U_{НОМ} / U_{С}, \text{кВ}$	110/110
$I_{НОМ} / I_{АВ}, \text{А}$	1250/600
1	2
$I_{НО} / I_{КМ}, \text{кА}$	25/11,4
$t_{СОБ}, \text{с}$	0,04
$t_{ПО}, \text{с}$	0,06
$\tau_{КЗ}, \text{с}$	0,05
$\beta_{АП}, \%$	32
$i_{АП}, \text{кА}$	11,3
$i_{СКВОЗ}, \text{кА}$	62,5
$t_{ОКЗ}, \text{с}$	0,07
$В_{ДП}, \text{кА}^2 \cdot \text{с/В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	45,75/27,3

5.2.2 Расчет для параметров трансформатора тока в ЗРУ-35 кВ

Коэффициент трансформации по каждой точкам нужно выбрать с учетом минимального и максимального первичного тока. На подстанциях будет использоваться трансформатор тока 35 кВ. В ячейках вводных 35 кВ

выполнен по методике по аналогичному выбору трансформатора 110 кВ (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Трансформаторные параметры тока ТОЛ-35 на выводных ячейках.

Параметры сети, параметры выключателя	Расчетные значение параметров выключателя и так же сети	Параметры для проводников вторичной цепи	
		$Z_{\text{втор}0,2s}, \text{Ом}$	
$U_{\text{ном}}/U_c, \text{кВ}$	35/35	$Z_{\text{втор}0,2s}, \text{Ом}$	0,002
$I_{\text{н}}, \text{А}$	2000	$Z_{\text{втор}0,5s}, \text{Ом}$	0,168

Продолжение таблицы 5.6

$I_{\text{пн}}, \text{А}$	5	$Z_{\text{апр}0,2s}, \text{Ом}$	1,898
$i_{\text{эд}}, \text{кА}/I_{\text{терм}}, \text{кА}$	143/42	$Z_{\text{апр}0,5s}, \text{Ом}$	0,932
$B_{\text{дп}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}/\text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5292/27,3	$S_{\text{апр}0,2s}, \text{мм}^2$	0,962
-	-	$S_{\text{апр}0,5s}, \text{мм}^2$	1,8
$z_{\text{кг}} = 0,1 \text{ Ом}, z_{0,2} = 2 \text{ Ом}, z_{0,5} = 1,2 \text{ Ом} \quad l_{\text{пров}} = 52 \text{ м}, \rho_{\text{пров}} = 0,283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$			
По результатам можно использовать проводники сечением 2 мм^2			

В таблице 5.7 указан нагрузка на вторичные обмотки.

Таблица 5.7 – Нагрузки на вторичных цепях ТОЛ – 35.

Класс точности вторичного обмотки	Прибор и функции это как устанавливаемые на вторичную цепь					
	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}, \text{ВА}$, в фазах	Фаза	Счетчик (SE302-S33-503-J)	-	-	$\Sigma S, \text{ВА}$
0,2S		А	0,05	-	-	0,05
		В	0,05	-	-	0,05
		С	0,05	-	-	0,05
Класс точности вторичного обмотки 0,5	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}, \text{ВА}$, в фазах	Фаза	Амперметр (ЩП120)	Ваттметр (ЩП120)	Фиксирующий измерительный прибор	$\Sigma S, \text{ВА}$
		А	0,5(0,8-1,5-2,5)	0,07	3(ФИП-2А)	4,2
		В	0	0,07	3(ФИП-2А)	3,7
		С	0	0,07	3(ФИП-2А)	3,7

Выбора и проверка результатов трансформатора тока указаны в таблице 5.8, 5.9.

Таблица 5.8 – Трансформатора тока ТОЛ-35 и его параметры в ячейках отходящих линий указаны в таблице.

Параметры сетей и выключателей	Расчетные значение параметров выключателя и сети	Параметры провода для вторичной цепи	
$U_{\text{ном}}/U_{\text{с}}, \text{кВ}$	35/35	$Z_{\text{втор}0,2\text{с}}, \text{Ом}$	0,002

Продолжение таблицы 5.8

$I_{\text{н}}, \text{А}$	600	$Z_{\text{втор}0,5\text{с}}, \text{Ом}$	0,168
$I_{\text{пн}}, \text{А}$	5	$Z_{\text{апр}0,2\text{с}}, \text{Ом}$	1,898
$i_{\text{эд}}, \text{кА}/I_{\text{терм}}, \text{кА}$	143/42	$Z_{\text{апр}0,5\text{с}}, \text{Ом}$	0,7
$В_{\text{дп}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}/\text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	5292/27,3	$S_{\text{апр}0,2\text{с}}, \text{мм}^2$	0,671
-	-	$S_{\text{апр}0,5\text{с}}, \text{мм}^2$	1,819
$z_{\text{кг}} = 0,1 \text{ Ом}, z_{0,2} = 2 \text{ Ом}, z_{0,5} = 1,2 \text{ Ом}, l_{\text{пров}} = 45\text{м}, \rho_{\text{пров}} = 0,283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$			
По результатам можно использовать проводники сечением 2 мм^2			

Таблица 5.9 - Трансформатор тока нагрузка в вторичных цепях ТОЛ-35 и его параметры в ячейках отходящих линий 35 кВ указан внизу.

Класс точности вторичного обмотки	Прибор и функции эго как устанавливаемые на вторичную цепь					
	0,2S	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}, \text{ВА}, \text{в}$ фазах	Фаза	Счетчик 0,05(SE302-S33-503-J)	-	-
	А		0,05(SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
	В		0,05(SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
	С		0,05(SE302-S33-503-J)	-	-	0,05
0,5	Полная мощность прибора $S_{\text{приб}}, \text{ВА}, \text{в}$ фазах	Фаза	Амперметр (ЩП120)			$\Sigma S, \text{ВА}$
		А	0,5	-	-	0,5
		В	0	-	-	0
		С	0	-	-	0

5.2.3 Расчет параметра трансформаторов с напряжением в ЗРУ-35

кВ

В трансформаторных ячейках устанавливаем ЗРУ-35, и по марке и по типу ТПР-35/√3/0,1/√3/0,1/3 который производит компания Электроцит Самара [19]. Номинальные параметры для трансформатора первичного по типу ТПР-35/√3/0,1/√3/0,1/3, $U_{\text{ИН}} = 35/\sqrt{3}$ кВ. Мощность нагрузок на вторичных обмотках равно ($S_{0,2} = 25$ ВА, $S_{0,5} = 100$ ВА). Трансформаторная нагрузка указано в таблице 5.10. Можно сказать, что нагрузка не превышает номинальную напряжение и трансформатор напряжение пригоден к установке ОРУ-110 кВ. В таблице 5.10 указан расчетные данные.

Таблица 5.10 – Нагрузка на обмотках (вторичных) ТПР-35/√3/0,1/√3/0,1/3

Класс точности вторичного обмотки 0,2	Прибор и функции это как устанавливаемые на вторичную цепь				
	Мощность потребление	Счетчик (EM720)	-	-	ΣS , Вт; ΣS , Вар;
	P, Вт	13·0,02	-	-	0,26
	Q, Вар	13·0,02	-	-	0,26
Суммарная полная мощность $S_{0,2} = 0,364$ ВА					
Класс точности вторичного обмотки 0,5	Мощность потребление	Вольтметр переключенный Omix	Вольтметр	Ваттметр (ЩМ120)	ΣS , Вт; ΣS , Вар; ;
	P, Вт	6,1	1	13 · 0,115	8,595
	Q, Вар	6,6	0	13 · 0,29	10,37
Полная мощность (суммарная) $S_{0,5} = 13,5$ ВА					

5.2.4 Гибкая ошиновка на напряжениях 35 кВ и расчетные параметры

Гибкая ошиновка выполняется для всех напряжений в ОРУ с напряжений 35 кВ в ЗРУ с помаша подвешиванием на изоляторах (линейных) гибких голых проводов. Гибкую ошиновку выполняют алюминиевыми,

сталеалюминевыми проводами. Ответвление и присоединение проводов к аппаратуре осуществляется с потащу прессуемыми зажимами.

Гибкая ошиновка применяется для ячеек с напряжением 35 кВ силовому трансформатору.

Перед чем измерять длину пролета осматривается часть ОРУ. Там должен быть установлены опоры, выверены и окончательно закреплены. Для того чтобы крепить ошиновку ОРУ нужно использовать металлические или же центрифугированные опоры. Для выбора и для расчета гибких шин в Ру-35 кВ производится по методике для расчета проводов на ОРУ 10 кВ. Шины выполнены из марки 6 АС-240/32. Расчетные результаты введены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты испытание провода РУ-35 кВ

Параметры выключателя и параметры сети	Расчетные данные параметров выключателя, параметр сети
1	2
$S_{AC}, \text{мм}^2$	110/110
$S_T, \text{мм}^2$	61,46
$d_H, \text{мм}^2$	0,0216
$r, \text{м}$	0,0108
$r_{ЭК}, \text{м}$	0,039
$D_\Gamma D_\Gamma, \text{м}$	2,598
1	2
$l, \text{м}$	1,5
$E_K, \text{кВ/см}$	27,1
$E_\Pi, \text{кВ/см}$	2,013
$0,7 \cdot E_\Pi \leq 0,9 \cdot E_K$	$2,154 \leq 24,39$

В конце расчета можно сказать что предотвращение короны соблюдается. Следовательно, с этим ошиновка ОРУ-35 кВ провода марки АС-240/32 используется в одной фазе. При использовании гибких ошиновок

и токов КЗ, меньше 20 кА и на шинах 35 кВ расчет электродинамических нагрузок изоляторов не используется.

5.2.5 Выбор типа и количество изоляторов для гирлянд с напряжением 35 кВ.

Тип изоляторов выбирается с помощью правил ПУЭ. В ПУЭ определяется электрическая, механическая и другие параметры изоляторов. С помощью разрушающей нагрузки к нормативной нагрузке можно найти коэффициент запаса прочности изоляторов. Изоляторы с штыревыми формами бывает разрушающим, когда нагрузка механическая, а для подвесных изоляторов электромеханическая разрушающая нагрузка действует. С напряжением 35 кВ изоляторы выбирается или штыревые, или же подвесные это зависит по некоторым условиям. В линиях 35 кВ с меньшими сечениями экономически дешевле применять штыревые изоляторы, а надежнее будет подвесные изоляторы. Когда нагрузки большие в пересечениях тогда в обоих изоляторах делают двойной крепеж. На изоляторах с напряжением 35 кВ согласно ПУЭ количество изоляторов для применения бывает разными. В деревянных опорах с напряжением 35 кВ традиционна можно применять два изолятора.

Изоляторы рассчитаны и выбраны согласно по рекомендацию [4].

Здесь $L_{ут}$, см – это длина утечки гирлянды оно рассчитано в внизу указанной формуле:

$$L_{ут} = 2,35 \cdot 40,5 \cdot 1,2 \cdot 1 = 115 \text{ см}$$

Изоляторы выбраны по типу ПС70Е. Рассчитан с помощи указанной формулы (5.17);

$$M = \frac{115}{41,1} = 2,8 \text{ шт.}$$

Согласно по [4] количество гирлянд $M = 3+1 = 4$ шт. Коэффициент надежности изоляторов $K_{\text{над}}$ рассчитан с помощи формулы (5.18):

$$K_{\text{над}} = \frac{70}{7} = 10 > 6 > 2,5.$$

6 Расчет и выбор трансформаторов для собственных нужд ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Для разных потребителей активная расчетная мощность для собственных нужд $P_{\text{п}}$, кВт рассчитан с помощи внизу указанной формулой.

$$P_{\text{п}} = P_{\text{уст}} \cdot K_{\text{с}}, \quad (6.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – это мощность потребителей, кВт;

$K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса мощности.

Реактивная мощность $Q_{\text{п}}$, квар рассчитывается в известном сдвиге угла фаз $\varphi_{\text{п}}$, град, для каждого приемника в внизу указанной формуле:

$$Q_{\text{п}} = P_{\text{уст}} \cdot tg_{\text{п}}, \quad (6.2)$$

Согласно внизу указанной формуле рассчитывается суммарная мощность $S_{\text{рс}}$, кВА, при n , шт.

$$S_{\text{рс}} = \sqrt{(\sum_1^n P_{\text{эп.}i})^2 + (\sum_1^n Q_{\text{эп.}i})^2}. \quad (6.3)$$

С помощью внизу указанной формулой рассчитан мощность трансформатора для собственных нужд $S_{рт}$, кВА:

$$S_{рт} = S_{рс} / 1,4. \quad (6.4)$$

Для трансформатора собственных нужд коэффициент загрузки в аварийных и нормальных режимах нагрузки рассчитывается в внизу указанной формулой:

$$K_{загр.норм} = \frac{S_{рб}}{2 \cdot S_{тсн}}, \quad (6.5)$$

$$K_{загр.ав} = \frac{S_{рб}}{2 \cdot S_{тсн}}, \quad (6.6)$$

$$K_{загр.ав} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{тсн}}, \quad (6.7)$$

здесь $S_{рб}$ - ремонтная нагрузка без учета с нагрузкой, кВА.

Мощность трансформатора для собственных нужд и их результаты указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет параметров для собственных нужд

Тип нагрузок	Установленная мощность, $P_{уст}$, кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	κ_c	P_n , кВт	Q_n , квар
1	2	3	4	5	6	7
Существующие потребители	-	-	-	-	-	-
Система охлаждение силовых трансформаторов	10,5	0,86	0,59	0,86	9,03	5,36
Приводы регуляторов напряжение	2,3	0,9	0,48	1	2,3	1,11
Зарядные устройства	44,5	0,84	0,65	0,13	5,79	3,74
Система вентиляций	3,5	0,87	0,57	0,84	2,94	1,67
Электрические питающие установки помещений ГППЗ	57	1	0	1	57	0

Освещение помещения и ОРУ-110 кВ	19,8	0,9	0,48	0,69	13,7	6,62
Проектируемые потребители	-	-	-	-	-	-
Двигатели приводов элегазовых выключателей	2,21	0,85	0,62	0,12	0,27	0,16
Обогрев приводов элегазовых выключателей	3,33	1	0	1	3,33	0
ЗРУ-35 кВ	58	0,96	0,29	1	58	16,9
Статистические конденсаторы	60	0,96	0,29	1	48	17,5
Питание центрального распределительного пункта 6 кВ	8,12	0,87	0,57	0,49	3,98	2,25

Продолжение таблицы 6.1

Шкаф обогрева для элегазовых выключателей	7,12	0,91	0,45	0,91	6,48	2,95
Блок управление дугогасящим реакторам	2,58	0,86	0,59	0,86	2,22	1,32
В итоге потребителям собственных нужд без учета ремонтной нагрузки	266,96	-	-	-	213	59,6
Ремонтная нагрузка	-	-	-	-	-	-
Сварочный трансформатор	9	0,55	1,51	0,5	4,5	6,83
Конечная сумма потребителей	275,96	-	-	-	217	66,4
$S_{рб} = 221,17$ кВА; $S_{рс} = 227,4$ кВА; $S_{рт} = 162,43$ кВА						
В нормальном режиме трансформаторная нагрузка						0,442
Трансформаторная загрузка в аварийном режиме						0,885
Трансформаторная загрузка в аварийном режиме с нагрузкой ремонтной						0,909

Для трансформатора типа ТМГ-250/6/0,4 использоваться кабель для того чтобы подключить трансформатор для собственных нужд, и отсюда подключается к 6 кВ шинам центрального пункта.

По максимальным токам в ремонтном режиме при работе одного трансформатора, рассчитывается внизу указанной формулой:

$$I_{ap} = 1,4 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,93 \text{ А}$$

Кабельное сечение s , мм² рассчитан по формуле (5.10):

$$s_3 = \frac{22,9}{1,2} = 19,1 \text{ мм}^2$$

По термическим стойкостям сечение кабеля s_T , мм², рассчитывается с помощью (5.11):

$$S_T = \frac{\sqrt{B}}{C_T} = \frac{\sqrt{27921600}}{82} = 63,7 \text{ мм}^2.$$

Ток который протекает в кабеле равен согласно [4], $I_{кдл} = 135 \text{ А}$, без понижающих коэффициентов, так же коэффициент прокладки зависимости от температуры равно $k_T = 1$. Марка применяемого кабеля ААШв 3х70. Ток длительный в кабеле $I_{рдл}$, А рассчитывается по внизу указанной формулой:

$$I_{рдл} = k_T \cdot I_{кдл}, \quad (6.8)$$

$$I_{рдл} = 1 \cdot 135 = 135 \text{ А}.$$

Выбор предохранителя для трансформатора собственных нужд. Ток в предохранителе $I_{рп}$, А, определяется по формуле:

$$I_{рп} = \frac{S_{Тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.9)$$

$$I_{рп} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 23 \text{ А}.$$

Устанавливаем предохранителя по типу ПКТ101-6-31,5-20.

7 Расчет релейной защиты ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

7.1 Все данные о релейной защите и автоматике подстанции ГПП-3

Релейная защита – это комплексное устройство который предназначен для быстрого автоматического нахождения и отделение от электроэнергетических систем. Релейная защита осуществляет непрерывный контроль во всей системе и регулирует системные повреждение, ненормальных режимах. Устройство релейной защиты и автоматики (РЗА) начинает действовать, а также срабатывать в зависимости от номинальных параметров и от защищаемых оборудования. Измерительные трансформаторы тока (ТТ) передают нужную информацию о параметрах (ТА), (ТН), и (ТВ).

Главные свойства релейной защиты — это селективность, быстродействие, чувствительность и надежность. С помощью селективности можно обнаружить поврежденных участков и отключатся от ЭЭС. С помощью быстродействия можно найти и отделить поврежденных частить от электрической энергии. С помощью чувствительности можно найти в конце установленной зоны его действия в минимальных режимах работы. С помощью надежности можно действовать правильно, а также безотказно во всех режимах работы объекта.

В линиях 35 кВ устанавливается двухступенчатая токовая защита который состоит из токовой отсечки (ТО) и от (МТЗ). В ячейках выключателей 35 кВ установлен терминал «Сириус-2В» а «Сириус-2МЛ» устанавливается в ячейке, отходящей линий. К концу генератора к силовым выключателям подключаются потребители электроэнергии. Когда номинальная величина и нагрузка равны и соответствуют друг к другу то причина для отключения нет. Когда возникает КЗ величина нагрузки превышает номинальные значение и может быть угрозой для электрических оборудования как пожар и т .д выключатель отключается.

7.2 Дифференциальная защита трансформатора ТДНМ-63000/110 и его расчет.

В таблице 7.1 приведены расчет дифференциальной защиты под названием «Сириус-Т» показано в таблице 7.2.

Таблица 7.1 – Расчетные данные дифференциальной защиты.

Расчетная величина	Коэффициенты и формула расчета	На стороне 110 кВ	На стороне 35 кВ
1	2	3	4
Первичный ток I_1, A	$I_1 = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}$	$I_{1110} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 A$	$I_{135} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 983,1 A$
Схема соединение трансформатора тока	-	Звезда	Звезда
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_T	400/5	1500/5
Токи вторичные $I_{п}$	$I_{п} = \frac{I_1}{K_T}$	$I_{п110} = \frac{316,3}{\frac{400}{5}} = 3,95 A$	$I_{п35} = \frac{983,1}{\frac{1500}{5}} = 3,277 A$
Принятые значение	-	4,0	3,3

$I_{Пп}, А$			
Диапазон системы РПН, %	-	16	
Трехфазный ток к.з. в максимальной режиме	$I_{кз}^{(3)} (+P-min \text{ раб})$	2837	7118
Двухфазный ток к.з. в минимальной режиме	$I_{кз}^{(2)} (+P0max \text{ раб}) min$	1421	4922

Таблица 7.2 – Расчет защиты на терминале «Сириус-Т»

Наименование величины	Формула, коэффициент	Результат
1	2	3
Дифференциальная токовая отсечка (ДЗТ-1)		
Токовой бросок от намагничивание отстройки	$2,5 \cdot I_{дифф}/I_I$	$2,5 \cdot 4 = 10$
Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,2
Коэффициент небаланса	$K_{неб}$	0,7
Ток не баланса от отстройки	$I_{дифф}/I_{П} = K_{отс} \cdot K_{неб}$ $I_{кз}^{(3)} (P \cdot min \text{ раб}) / I_{П}$	$I_{дифф}/I_{П} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2837/316,3 =$ 7,53
Принятая уставка отстройки от небаланса	$I_{дифф}/I_I$	8
Дифференциальная защита с торможением (ДЗТ-2)		
Настройка базовая, соответствующая чувствительности	$I_{дифф}/I_I$	0,3
Коэффициент однотипности	$K_{п}$	1
Полная погрешность тока трансформатора	ε	0,1

Из за погрешности не баланса составляющая трансформатора тока $I'_{вр}$	$I'_{вр} = K_{п} \cdot K_0 \cdot \varepsilon$	$I_{вр} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 = 0,2$
Ток небаланса и его составляющие РПН $I''_{вр}$	$I''_{вр} = \Delta U_{РПН}$	0,16
Ток составляющий небаланса по неточности округлений $I''_{пр}$	$I''_{вр} = \Delta f_{доб}$	0,04
Ток небаланса $I''_{нрс}$, А, который обусловлен сквозным $I_{ск}$, А	$I_{нрс} = I''_{вр} + I''_{вр} + I''_{вр} \cdot I_{ск}$	$I_{нрс} = (I''_{вр} + I''_{вр} + I''_{вр}) \cdot I_{ск} = 0,2 + 0,16 + 0,04 \cdot I_{ск} = 0,4 I_{ск}$
Дифференциальный ток на стороне 35 кВ при КЗ, $I_{диф35}$, А	$I_{диф35} = I_{нрс}$	$I_{диф35} = 4 \cdot I_{ск}$

Продолжение таблицы 7.2

Тормозной ток $I_{торм}$, А	$I_{торм} = I_{ск} + I_{ск} - I_{диф35}/2$	$I_{торм} = I_{ск} - 0,5 I_{диф35}$
Коэффициент снижение $K_{сн}$	$K_{сн} = I_{ск} - 0,5 \cdot I_{вр} + I''_{вр} + I''_{пр} + I''_{вр}$	$K_{сн} = I_{ск} - 0,5 \cdot 0,2 + 0,16 + 0,04 = 0,8$
Дифференциальный ток, тока небаланса $I_{доп}$, А	$I_{доп} = K_{отс} \cdot I_{диф35}$	$I_{доп} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{ск} = 0,52 \cdot I_{ск}$
Коэффициент торможение от сквозных токов $K_{тс}$	$K_{тс} = 100 \cdot I_{доп} / I_{торм}$	$K_{тс} = 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65$
Точка излома в тормозной параметре	$I_{т1} / I_I = I_{дифф1} / I_I \cdot 100 / K_{тс}$	$I_{т1} / I_I = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,461$
Точка излома №2	$I_{т1} / I_I$	2
Блокировка гармоник №2	$I_{гарм2} / I_{гарм1}$	0,15
Коэффициент чувствительности $K_{чув}$	$K_{чув} = \frac{I_{кз(+рОmax раб)min}^{(2)}}{I_I \cdot I_{дифф1} / I_I}$	$K_{чув} = \frac{1421}{316,3 \cdot 0,3} = 14,97$
Сигнализация неисправности защиты (ДЗТ-3)		
Уставка сигнализации	$I_{дифф} / I_I$	0,1
Время срабатывание Т, с	Т	10

7.3 Расчет максимальной токовой защиты силового трансформатора

Расчет максимальной токовой защиты обмоток высокого напряжения силового трансформатора. Время срабатывание реле I_{cp} , А, рассчитано по внизу указанной формулой:

$$I_{cp} = \frac{K_{схем} \cdot K_0 \cdot I_I}{K_{воз} \cdot K_T}, \quad (7.1)$$

Здесь $K_{схем}$ – это коэффициент соответствующей схеме соединений обмотки; K_0 , $K_{воз}$ – коэффициент отстройки а так же и возврата.

$$I_{cp} = \frac{1,73 \cdot 1,2 \cdot 316}{0,95 \cdot 400/5} = 8,63 \text{ А.}$$

Ток срабатывание $I_{cp} = 9$ А обмотка первичной цепи, ток который протекает $I_{сз}$, А, рассчитан согласно в внизу указанной формуле:

$$I_{сз} = K_{тр} \cdot I_{cp}, \quad (7.2)$$
$$I_{сз} = (400/5) \cdot 9 = 720 \text{ А.}$$

При двухфазном КЗ коэффициент чувствительности защиты $K_{чув}$ рассчитан в внизу указанной формуле:

$$K_{чув} = K_{оч} \cdot \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (7.3)$$

Коэффициент определение чувствительности $K_{оч}$ указан во внизу в формуле:

$$K_{чув} = 1,5 \cdot \frac{1421}{720} = 2,96.$$

Максимальная токовая защита по напряжению срабатывание с пуском реле U_{cp} , В, и защита $U_{сз}$, В рассчитывается в внизу указанной формулой:

$$U_{cp} = \frac{0,7 \cdot U_{ном}}{K_0 \cdot K_{воз} \cdot K_T}, \quad (7.4)$$

$$U_{сз} = K_T \cdot U_{cp}. \quad (7.5)$$

Перегрузка обмотки МТЗ низкого напряжения на шинах с напряжением 35 кВ нанесен в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Определение защиты

Расчетный параметр	Результат расчетный для защиты от перегрузок	Результат расчетов для МТЗ с пуском по напряжениям
--------------------	--	--

Продолжение таблицы 7.3

I_{cp} , А	3,81 (указано) 3,8)	4,29 (принято 5)
$I_{сз}$, А	1140	1500
$K_{чув}$	-	0,87
U_{cp} , В	-	60
$U_{сз}$, В	-	21000

7.4 Тип оперативного тока и выбор его

Источники питание кабельных линий, шин, который переключает устройства и другие элементы оперативной цепи который в состав входит оперативную систему тока электроустановки. Принцип оперативного тока это в подстанциях питать вторичных электрических устройств в разных аппаратах для оперативной защиты телемеханики, автоматики, аварийным и предупредительным сигналам, аппаратам дистанционного управление и т. д. Применяется разные системы оперативного тока. Это может быть ток постоянный от аккумулятора, ток переменный от разных измерительных аппаратов, блок питания от выпрямленного оперативного тока и силовых

устройств, разные и смещенные который использует оперативный ток. Все они применяются в разных эксплуатационных условиях.

Оперативный ток обладает разными характеристиками как мощность и стабильное напряжение чтобы точно работало релейная защита и другие автоматические устройства электроустановки.

8 Заземление ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш»

Заземление подстанции ГПП-3 представляет собой многофункциональную систему. Для того чтобы предотвращать опасность тока разный период напряжение в частях аппаратов и установках который совершает защитное заземление.

Защитное заземление – это невольное электрическое соединение с землей металлическими нетоковедущими частями, которые могут оказаться под напряжением при КЗ и по другим поводам. Сооружение в подстанции ГПП-3 ЗРУ-35 и также ОРУ-110 кВ, реакторы и другие основные и второстепенные оборудования должны заземляться по единой системе. Защитное заземление — это важный процесс так как с помощи этого процесса защищается электрические приборы, сооружением и. т. д., а самое главное жизнь персонала и других людей. Части сооружений, аппаратов, которые заземляются это выключатели, коммутационные аппараты и их приводы, трансформаторные корпуса, измерительные трансформаторы и это вторичные обмотки и. т. д. Заземляющие устройства состоят из местного и центрального заземлявшего устройства. Все токоведущие части должны быть не доступными для случайного прикосновение, а доступные части

прикосновению не должны быть под нагрузкой который представляет собой опасность поражения током и в нормальном режиме и поврежденном изоляции тоже. К заземляющим устройствам присоединяются различные распределительные шкафы и щиты управления. Сети защитного заземления разделяются на три группы. Это индивидуальные, магистральные и кольцевые.

При питание электрических установок животноводческих помещениях следует выполнять от сети напряжением 380/220 В переменного тока. Защитить людей и животных при косвенном прикосновении в процессе автоматического отключения от питания сети с TN-C-S системой.

Расчет заземлителей будет идти по методике [9].

1) удельное сопротивление и его расчет для горизонтальных и для вертикальных заземлителей. Который будет учитываться с сезонности колебаний грунтовок. Расчет был введен с помощью внизу указанной формулой:

$$R_{\text{расчгор}} = R_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.гор}} , \quad (8.1)$$

$$R_{\text{расчверг}} = R_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п.верг}} , \quad (8.1)$$

Здесь $K_{\text{п.гор}}$ – коэффициент который назначен для колебание грунта, для горизонтального заземлителя [9].

$K_{\text{п.верт}}$ – коэффициент который назначен для грунта но для вертикального заземлителя [9].

$$R_{\text{расчгор}} = 60 \cdot 3,6 = 216 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_{\text{расчверг}} = 60 \cdot 1,25 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) растекание сопротивление одного заземлителя вертикального расчетная формула указано в внизу:

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{\rho_{\text{расч,верт}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{стржн}}} \left(I_n \frac{2l_{\text{стржн}}}{d_{\text{стржн}}} + 0,7 \cdot I_n \frac{4H+1_{\text{стржн}}}{4H+1_{\text{стржн}}} \right), \quad (8.3)$$

Здесь $H = 0,7 + 5 \cdot 0,5 = 3,2$ м – расстояние от земляной поверхности до вершины вертикального электрода.

$$R_{\text{верт.эл}} = \frac{75}{2 \cdot \pi \cdot 5} \left(I_n \frac{2 \cdot 5}{0,02} + 0,5 \cdot I_n \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 15,829 \text{ Ом.}$$

3) вертикальные заземлители и их количество, с применением коэффициента использования расчетная формула указана в внизу.

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{K_{\text{и.верт}} \cdot R_{\text{иск}}}, \quad (8.4)$$

Здесь $R_{\text{иск}} = \frac{R_3 R_e}{R_e - R_e} = \frac{0,47 \cdot 2}{2 - 0,47} = 0,65$ Ом – сопротивление искусственного заземление;

$K_{\text{и.верт}} = 0,45$ – коэффициент определяется с [9].

$$N = \frac{15,829}{0,45 \cdot 0,65} \approx 54 \text{ шт.}$$

4) сопротивление заземлителя горизонтального типа рассчитано по следующей формуле:

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{\rho_{\text{расч.гор}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пол}} \cdot K_{\text{и.гор}}} \cdot \ln \frac{23_{\text{пол}}^2}{b \cdot H}, \quad (8.5)$$

Здесь b – высота полосы;

H – глубина полосы.

$$R_{\text{гор.зазм}} = \frac{216}{2 \cdot \pi \cdot 1500 \cdot 0,27} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1500^2}{0,005 \cdot 0,7} = 1,781 \text{ Ом.}$$

5) сопротивление вертикальных электродов нужно принести уточнение и расчетная формула указано внизу;

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{R_{\text{гор.зазм}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{гор.зазм}} - R_{\text{иск}}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{1,781 \cdot 0,65}{1,781 - 0,65} = 1,023 \text{ Ом.}$$

6) вертикальные электроды и их применение в уточненном коэффициенте использование, формула расчета указана внизу:

$$N = \frac{R_{\text{верт.эл}}}{K_{\text{и.вверт.уточн}} \cdot R_{\text{верт.эл.уточн}}}, \quad (8.7)$$

$$N = \frac{15,829}{0,7 \cdot 1,023} = 22,10 \text{ шт}$$

Количество вертикальных электродов равно сумме 45 шт.

7) с помощью аналогичных формул будем уточнять расчетное сопротивление горизонтальных электродов (8.5):

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{216}{2 \cdot \pi \cdot 1500 \cdot 0,49} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1500^2}{0,005 \cdot 0,7} = 0,981 \text{ Ом.}$$

8) для определение вертикальных сопротивлений электродов рассчитали с помощью формулы (8.7):

$$R_{\text{верт.эл.уточн}} = \frac{15,829}{0,77 \cdot 45} = 0,456 \text{ Ом.}$$

9) сопротивление заземляющего устройство рассчитывается по внизу указанной формулу:

$$R_{\text{заземлусь-ва}} = \frac{R_{\text{верт.эл.уточн}} \cdot R_{\text{верт.эл.уточн}}}{R_{\text{верт.эл.уточн}} + R_{\text{верт.эл.уточн}}}, \quad (8.8)$$

$$R_{\text{з.э}} = \frac{0,456 \cdot 0,981}{0,456 + 0,981} = 0,311 \text{ Ом}$$

9 Молниезащита ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» и его расчет

По месту назначения сооружений для выполнения молниезащиты и его категории бывают разными. Молниеотводы бывают стержневые и тросовые. По среднегодовой продолжительности гроз по месту нахождения, а также от ожидаемого количества в год пораженных молнией. По категории молниезащиты разделяются на III категории. Здание а так же сооружение которые относятся в I и II категории должны остерегаться от прямых ударов молнии, вторичных появлений молнии и от заноса который потенциал проходит через надземные, подземные коммуникационные сооружения. Сооружение с III категорией тоже должны защититься от прямых ударов молнии и от заноса потенциалов.

От защиты молнии вторичных проявлений нужно предусмотреть внизу указанные мероприятия:

а) все электрические оборудования, металлические части, корпуса, который находятся в защищаемых сооружениях должны присоединяться к заземляющим устройствам;

б) между трубопроводами и разными металлическими конструкциями в местах который они сближаются в расстоянии не менее 10 см через каждую 20 м нужно припаивать перемычки из стали с диаметром не менее 5 мм:

в) В местах где соединяются конструкции трубопроводов и разных протяжных металлических конструкций должен быть обеспечен переходными сопротивлениями с диаметром не боле 0,03 Ом на каждом контакте;

Расчет произведен по методу в [14,1.14. РПЗ-14.

Количество ожидаемых поражений молнии в год, $1/(\text{км}^2 \cdot \text{год})$

Зона защиты для стержневого молниеотвода определяем, как зона защиты взятых по парно соседним стержневым молниеотводам, м.

$$h_0 = 0,85h \quad (9.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19,35 = 16,45 \text{ м.}$$

Конусный диаметр защиты молниеотвода на уровне земли, м рассчитан по внизу указанной формулой:

$$r_0 = 1,2h, \quad (9.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 19,35 = 23,22 \text{ м.}$$

Максимальная полуширина для зоны r_x конуса молниеотвода в горизонтальных сечениях с высотой h_x рассчитан с внизу указанной формулой:

$$r_x = \frac{r_0 (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.3)$$

$$r_x = \frac{23,22 (16,45 - 6)}{16,45} = 14,75 \text{ м.}$$

Расстояние молниеотвода L_{\max} а так же L_c рассчитан с помаши внизу указанной формулой:

$$L_{\max} = 5,75h, \quad (9.4)$$

$$L_c = 2,5h, \quad (9.5)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 19,35 = 111,26 \text{ м},$$

$$L_c = 2,5 \cdot 19,35 = 48,38 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами от середины рассчитан в внизу указанной формулой:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0 \quad (9.6)$$

$$h_c = \frac{111,26 - 49}{111,26 - 48,38} 16,45 = 16,29 \text{ м}.$$

Горизонтальное сечение по центру между двумя молниеотводами рассчитан во внизу указанной формулой:

$$r_{cx} = \frac{r_0 (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (9.7)$$

$$r_{cx} = \frac{23,22(16,29 - 6)}{16,29} = 14,67 \text{ м}.$$

Двойной стержневой молниеотвод и его зона защиты указан на рисунке

9.1

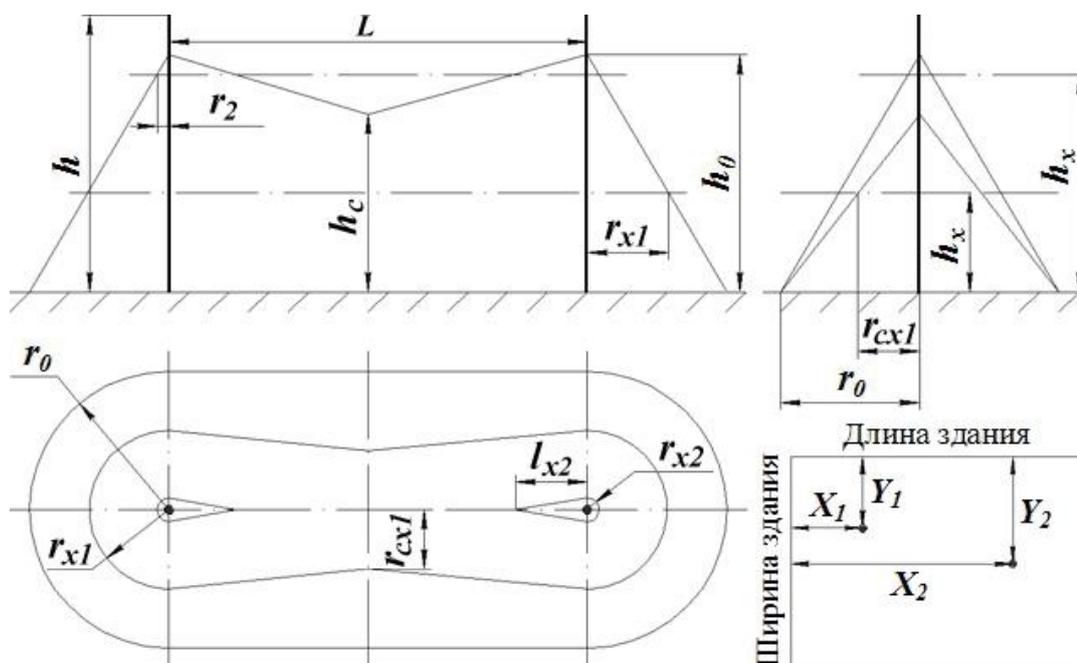


Рисунок 9.1 – Защитная зона двойного стержневого молниеотвода

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Было реконструировано все части ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» которые мы указали на основной части. Было совершена электрическая расчетная и другая часть электросталеплавильного цеха. По техническим и экономическим данным было выбрано силовые трансформаторы по типу ТДНМ. Эти трансформаторы способны выдержать большие электрические нагрузки. Этот тип трансформатора может в себе держать максимальную мощность до 100000 кВА при номинальных мощностях 63000 кВА. Силовые трансформаторы по месту применению очень потребляется у разных заказчиков в разных эксплуатационных местах.

Было изменено электротехническое оборудование ОРУ 110 кВ и ЗРУ-35 кВ. Для работы в подстанциях было выбрано высоковольтные выключатели по тире ВГТ 110-40/2500 У1, дальше по коммутационным оборудованьям было выбрано разъединители по типу РГ-110.И/110-УХЛ1, трансформаторы напряжение по выбранному типу НДЕ-М-110, трансформаторы тока ТРГ-110 400/5-0,5/5Р/5Р/5Р УХЛ1, выключатели по напряжению 35 кВ для ячеек отходящих по типу HD4/Z-40,5-25/2000 а так же HD4/Z-40,5-25/1250, трансформаторы для собственных нужд по типу ТМГ-250/6/0,4. Трансформаторы тока по напряжению 35 кВ тип ТОЛ-35. При выборе релейной защиты было выбрано микропроцессорный терминал под именем «Сириус-Т». Было приведено расчет, заземляющего устройство, который сопротивление не будет превышать 0,5 Ом.

Защитные устройство от грозы как молниезащита будет защищать электрооборудований, электрических аппаратов от ударов молнии. Полная нагрузка подстанции ГПП-3 по расчетам можно прети по итоговом цифрам и это составляет 80,431 МВА. В конце можно сказать что выбранные оборудованья и другие конструктивные сооружения обеспечивают очень надежную работу и надежно распределяют электроэнергию потребителям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа Тольятти на период с 2016 по 2025 год. [Электронный ресурс] URL:https://tgl.ru/files/tinymce/proekt_file1466507417.pdf (дата обращения: 10.02.2020 г).

2. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Дата издания: 01.09.2008. [Электронный ресурс] URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/5593/>, (дата обращения: 11.02.2020 г).

3. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД34.21.12287. [Электронный ресурс] URL:https://zandz.com/ru/pravila_zaze_mleniya/rd-34-21-122-87.html, (дата обращения: 11.02.2020 г).
4. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue/razdel-7.html> (дата обращения: 13.02.2020 г).
5. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанции напряжением 6-750 кВ. [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf, (дата обращения: 14.02.2020 г).
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. [Электронный ресурс] URL: https://www.studmed.ru/sto-56947007-2924030010-2008-shemy-principialnye-elektricheskie-raspredelitelnyh-ustroystv-podstanciy-35-750-kv_659cc54a49d.html, (дата обращения: 14.02.2020 г).
7. Анализ различных вариантов построения систем автоматического управления перемещением электродов дуговых сталеплавильных печей и установок ковш-печь. [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-razlichnyh-variantov-postroeniya-sistem-avtomaticheskogo-upravleniya-peremescheniem-elektrodov-dugovyh-staleplavilnyh-pechey>. (дата обращения: 16.02.2020 г).
8. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок. Справочник СПб.: Политехника, 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://www.zodchii.ws/books/info-1163.html>, (дата обращения: 15.02.2020 г).
9. Васильева О.А.; Петрова С.С.; Шахова М.А.; Попов М.Г.; Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Санкт-Петербург: Политех-Пресс, 2019.

10. Ефанов А.В. Проектирование электрической части подстанции. Учебное пособие. Ставрополь: «АГРУС» 2015.
11. Номенклатурный каталог «Тольяттинский Трансформатор»: каталог / разработчик и изготовитель Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2016.
12. Выключатель элегазовый колонковый: ВГТ-110 (У1, УХЛ1*). [Электронный ресурс] URL: <http://farforelectro.ru/product/vgt-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyj-kolonkovyj/>, (дата обращения: 17.02.2020 г.).
13. ЗАО “Завод электротехнического оборудования” установки серии РГ. РГ-110 (УХЛ1) Разъединители горизонтально - поворотного типа. [Электронный ресурс]. URL: http://www.sf.kz/downloads/zeto/nomenklaturniy_katalog.pdf, (дата обращения 17.02.2020 г.).
14. УЭТМ. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ[®] - [Электронный ресурс], URL: <https://uetm.nt-rt.ru/images/manuals/TRG-UETM%2035.pdf>, (дата обращения 18.04.2020 г.).
15. ЛЭПРФ Трансформаторы напряжения НДЕ-110 емкостные 110-750 кВ [Электронный ресурс], URL: <http://www.leprf.ru/catalog/trasformator/trans3/>, (дата обращения 18.02.2020 г.).
16. Xiaoxin Wu, Yigang He*, Jiajun Duan. A Deep Parallel Diagnostic Method for Transformer Dissolved Gas Analysis. [Электронный ресурс] URL: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=2ahUKEwjN_995TpAhUIr4sKHe1rBmsQFjADegQIBBAB&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F20763417%2F10%2F4%2F1329%2Fpdf&usg=AOvVaw1DxQ_fQrEpCpPj0TfXoRJK, (дата обращения: 19.02.2020 г.).
17. Armando Rodrigo Mor, Paul V. M, Johan J. Smit. Measuring method for partial discharges in a high voltage cable system subjected to impulse and superimposed voltage under laboratory conditions [Электронный ресурс]. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519316394> (дата обращения 20.02.2020 г.).

18. Jean-Noel Berube, Jacques Aubin-Neoptix Inc.&W.McDermid-ManitobaHydro.[Электронный.ресурс].URL:<https://electricenergyonline.com/energy/magazine/311/article/TRANSFORMER-WINDING-HOT-SPOT-TEMPERATURE-DETERMINATION.htm>, (дата обращения 20.02.2020 г.).

19. Chia-Sheng Tu, Ming-Tang Tsai [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/3/545/htm.1073/11/2/419> (дата обращения 22.02.2020 г.).

20. Oil-Immersed Power Transformer Overload Calculations by Computer [Электронный ресурс]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4073967> (дата обращения 22.02.2020 г.).