

Аннотация

В квалификационной работе «Электроснабжение индустриального парка «Преображенка»» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения данного комплекса, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/6 кВ «Преображенка», от которой будет запитан данный комплекс.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки индустриального парка, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 60 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 5 |
| 1 Характеристика понизительной подстанции | 7 |
| 1.1 Существующая электрической часть подстанции «Преображенка»..... | 7 |
| 1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции | 9 |
| 1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 110/6 кВ «Преображенка» | 10 |
| 2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Преображенка» | 13 |
| 3 Выбор силовых трансформаторов..... | 16 |
| 3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов..... | 16 |
| 3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6..... | 19 |
| 4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 и 6 кВ понизительной подстанции | 23 |
| 5 Выбор электрических аппаратов ПС 110/6 кВ Преображенка..... | 28 |
| 5.1 Общие требования при выборе КА | 28 |
| 5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ | 29 |
| 5.3 Выбор разъединителей 110 кВ..... | 33 |
| 5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ | 34 |
| 5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения | 37 |
| 5.5 Выбор ОПН для ОРУ-110 кВ..... | 39 |
| 5.6 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ..... | 40 |
| 5.6.1 Выбор выключателей на 6 кВ | 41 |
| 5.2.3 Выбор трансформатора напряжения 6кВ | 44 |

| | |
|--|----|
| 6 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 6 кВ | 46 |
| 7 Выбор релейной защиты и автоматики | 48 |
| 7.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607 | 48 |
| 7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства ШЭ2607 | 48 |
| 7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора..... | 50 |
| 8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ «Преображенская» | 54 |
| Заключение | 58 |
| Список использованных источников | 59 |

Введение

Строительство индустриальных парков на территории Самарской области является одним из ключевых направлений экономического развития региона. В современных экономических условиях привлечение инвесторов в промышленный сектор Самарской области является приоритетной задачей, решение которой невозможно без создания комфортных условий для строительства новых промышленных предприятий.

Одним из путей решения данной проблемы является создание индустриальных парков, которые уже обеспечены энергоносителями с необходимой инженерной, транспортной инфраструктурой. Наличие таких промышленных площадок позволяет инвесторам в самые короткие сроки развернуть промышленное предприятие без дополнительных капитальных затрат на строительство зданий, сооружений, необходимой инфраструктуры и подведение коммуникаций, что существенно повышает срок ввода нового предприятия и делает его конкурентно способным.

Ввод новых мощностей не возможен без своевременного строительства новых и модернизации существующих объектов электросетевого комплекса и построения современной системы электроснабжения, отвечающая всем предъявляемым требованиям [3] и современным техническим вызовам [4] в условиях быстроразвивающихся производственных технологий.

Целью данной работы является: создание надежной системы электроснабжения индустриального парка «Преображенка» за счет реконструкции существующей понизительной подстанции филиала «Волжское ПО» ПАО «МРСК – Волги» ПС 110/6 кВ «Преображенка», от которой будет запитан данный комплекс.

Для выполнения данной задачи необходимо:

1. Проанализировать характер существующих и будущих потребителей электроэнергии;

2. Проанализировать существующую схему распределительных устройств на соответствие современным требованиям;
3. Проверить загрузку существующих силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
4. Рассчитать токи короткого замыкания;
5. Определить и выбрать основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, а также выбрать и рассчитать уставки микропроцессорной релейной защиты [3].

1 Характеристика понизительной подстанции

1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Преображенка»

Расположенная в восточной части с. Преображенка Волжского района Самарской области, ПС 110/6 кВ «Преображенка» является действующей, и введенная в эксплуатацию с 1970 г. Данная подстанция эксплуатируется филиалом «Волжское ПО» ПАО «МРСК – Волги» «Самарские РЭС», при этом собственником является Публичное акционерное общество «Россети».

От понизительной подстанции питаются потребители I, II и III категории по надежности по кабельным (КЛ) и воздушным линиям (ВЛ) 6 кВ. Питание ПС осуществляется от двух одноцепных отпаечных ВЛ 110 кВ с диспетчерским наименованием «Преображенка-1» и «Преображенка-2».

Подстанция «Преображенка» в своем составе имеет:

- распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 110 кВ, которое выполнено по упрощённой схеме (№ 110-4) с отделителями, короткозамыкателями [5] и разъединителями типа ОД-110/400, КЗ-110У-У1 и РНДЗ-2-110/400, с помощью которых осуществляют включение и отключение линий для вывода в ремонт электроустановок. Отключение токов короткого замыкания осуществляется головными выключателями установленными на питающих подстанциях.

- распределительное устройство закрытого исполнения (ЗРУ) 6 кВ, для электроснабжения потребителей с. Преображенка и вновь строящегося промышленного парка «Преображенка».

ПС является ответственной. Исходя из требований стандарта Публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») СТО 56947007-29.240.30.047-2010, на ПС 110/6 кВ «Преображенка», электрическую схему распределительного устройства должно быть выполнено по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой

со стороны линий» [5], таким образом, в данной работе необходимо рассмотреть вопрос изменения существующей схемы электрических соединений ОРУ-110 кВ.

Что касается РУ 6 кВ, то из-за наличия расщепленной обмотки существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТРДН-25000/110/6 УХЛ1 оно выполнено двумя секционированными системами сборных шин [5], секционирование осуществляется секционными выключателями типа ВМК-6-20/1250. Питание шин осуществляется от трансформаторов через вводные выключатели 6 кВ типа ВМК-6-20/630, данные выключатели физически и морально устарели, в связи с этим необходимо их заменить на современные с учетом технических требований предъявляемых к новым вновь устанавливаемым выключателям 6(10) кВ на понизительных подстанциях ПАО «Россети». Необходимо так же учесть, что в нормальной схеме силовые трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно, по условиям величин токов КЗ на шинах 6 кВ.

Так же, в распределительных устройствах 110 кВ установлены разрядники РВС – 110/73 [5], РВС – 110/44 [4] для защиты изоляции нейтралей трансформаторов, а на стороне 6 кВ: РВС – 6/11 [5]. Согласно ПУЭ [1], вместо разрядников должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН, в связи с этим при реконструкции понизительной подстанции необходимо предусмотреть замену данных разрядников на ОПН.

Для измерений и обеспечения функционирования информационно-технологической системы и информационно-измерительной системы, в качестве преобразователей значений токов и напряжения применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

В качестве одного из мероприятий по повышению надежности на стороне низкого системы электроснабжения напряжения необходимо рассмотреть применение современных шкафов КРУ, с возможностью быстрой замены выкатной части ячейки при ремонте электрооборудования КРУ, а также за счет использования автоматической системы АВР [1].

Существующее оборудование КРУ-6 кВ морально и физически устарело, поэтому в данной работе будет рассмотрен вопрос замены оборудования ЗРУ – 6 кВ.

На ПС 110/6 кВ «Преображенка» оперативный ток выполнен переменным 220 В.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Вентильные разрядники, которые установлены на подстанции морально и физически устарели, и при возникновении перенапряжений может быть повреждено оборудование.

2. Существующая схема распределительного устройства 110 кВ с отделителями и короткозамкательями не отвечает современным требованиям надежности [4].

3. Физический износ электрооборудования, является причиной высокой аварийности и, соответственно, приводит к снижению надежности системы электроснабжения потребителей подключенных к подстанции 110/6 кВ [4].

Таким образом, реконструкция существующей понизительной подстанции ПС 110/6 кВ позволит обеспечить новых потребителей электрической энергией (мощности) промышленного парка «Преображенка», а так же повысит надежность системы электроснабжения данного района, Технические условия по реконструкции электрической части подстанции ПС 110/6 кВ рассмотрим в пункте 1.2 данной работы.

1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции

Согласно техническим условиям по реконструкции понизительной необходимо рассмотреть следующие этапы реконструкции:

- При реконструкции ОРУ 110 кВ заменить существующее электротехническое оборудование 110 кВ;

- Рассмотреть необходимость замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТРДН-25000/110.

- При реконструкции РУ 6 кВ заменить комплектное распределительное устройство на современное с учетом технических требований предъявляемых к электрооборудованию устанавливаемому на понизительных подстанциях ПАО «Россети».

- Обязательная установка ОПН вместо разрядников в соответствии с ПУЭ.

1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 110/6 кВ «Преображенка»

Для обеспечения повышения надежности схемы подстанции в соответствие со Схемой и программой развития электроэнергетики Самарской области на период 2017-2021 годов, а так же в соответствии с п.1.2 данной работы необходимо предусмотреть при реконструкции электрической части ПС 110/6кВ «Преображенка» следующие технические решения:

- электрическую схему распределительного устройства выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» в соответствии с СТО 59012820-29.240.30.003-2009, рисунок 1.1.

- в соответствии с СТО 56947007-29.130.10.095-2011 и СТО 59012820-29.240.30.003-2009 предусмотреть установку элегазовых высоковольтных выключателей на стороне 110 кВ, и рекомендовать баковые элегазовые выключатели с номинальным напряжением 110 кВ;

- устаревшее коммутационное оборудование 110 кВ, 6 кВ должно быть заменено на оборудование соответствующее ГОСТ Р 52726-2007, при этом разъединители должны быть оснащены двигательными приводами на главные и заземляющие ножи;

- ячейки КРУ 6 кВ должны быть заменены на современные [5], при этом необходимо учесть время на доставку данного электрооборудования, и удобство обслуживания ячеек КРУ специалистами завода изготовителя;

- применяемые измерительные трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014;

- применяемые измерительные трансформаторы тока в ОРУ 110 кВ должны быть встроенными в ввода вновь устанавливаемых силовых трансформаторов, для возможности применения дифференциальной защиты трансформаторов или отдельно стоящие трансформаторы тока с элегазовой изоляцией, альтернативой могут послужить встроенные трансформаторы тока в ввода элегазовых выключателей.

- обязательно предусмотреть все необходимые мероприятия по защите электрических сетей от перенапряжений в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.221-2016 и установить ОПН в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ [1].

Особое внимание уделить реконструкции ЗРУ - 6 кВ, так как существует возможность применения отечественного оборудования, которое производится на территории Самарской области, что дает преимущества на этапе заказ-доставка, а так же обеспечивает удобство обслуживания, проведение монтажных и пуско-наладочных работ при установке ячеек КРУ специалистами завода изготовителя. Поэтому, рекомендуется использовать модульное здание с ячейками *СЭЩ* укомплектованными вакуумными выключателями.

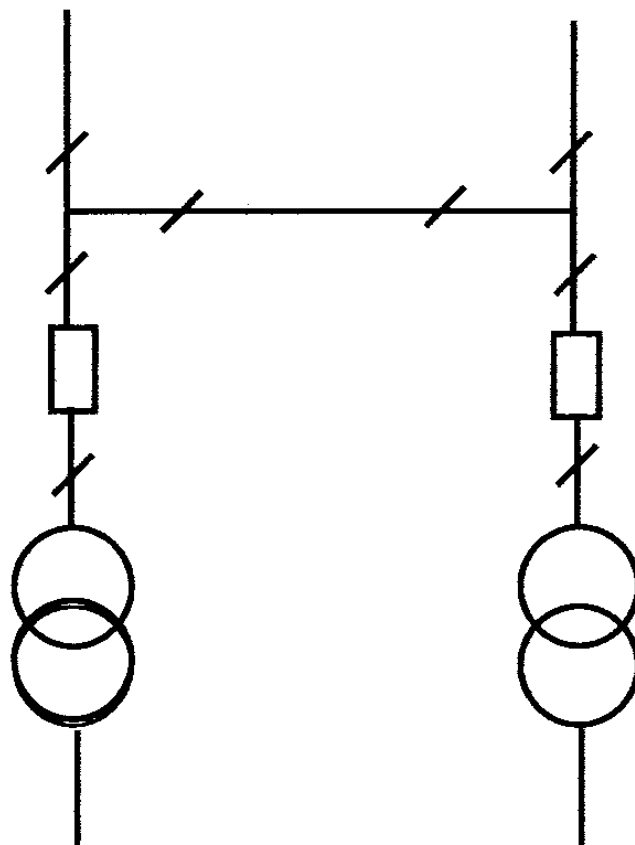


Рисунок 1.1 - Схема РУ 110 кВ «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» в соответствии с СТО 59012820-29.240.30.003-2009

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «Преображенка»

В соответствии с планами перспективного развития и заявками на технологическое подключение, которые отражены в Схеме и программе развития энергосистемы Самарской области до 2021 года - таблица 2.1, построим прогнозный годовой график потребления мощности, который представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.1 – План поэтапного ввода мощности Индустриального парка «Преображенка» до 2021

| Район застройки | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Индустриальный парк «Преображенка» | 1,5 | 2,5 | 2,5 | 5,5 | 5,5 |

В соответствии с планами перспективного развития и заявками на технологическое подключение, которые отражены в Схеме и программе развития энергосистемы Самарской области до 2021 был проведен расчет режима работы электрической сети 110 кВ зимнего максимума нагрузки 2021 года. Графическая схема потокораспределения представлена на рисунке 2.1.

Анализ результатов расчета режима работы электрической сети 110 кВ с учетом существующей схемы электрических соединений ПС 110 кВ «Преображенка» показал, что при зимнем максимуме рабочего дня в 2021 году нагрузка приходящаяся на существующие трансформаторы будет превышать длительно допустимую нагрузку с учетом перегрузочной способности в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, что приведет к необходимости ввода графиков временного отключения электроснабжения потребителей данной подстанции, так как основными потребителями данной подстанции являются потребители первой и второй категории, то такой режим не допустим. Таким образом, необходимо заменить существующие трансформаторы на более мощные.

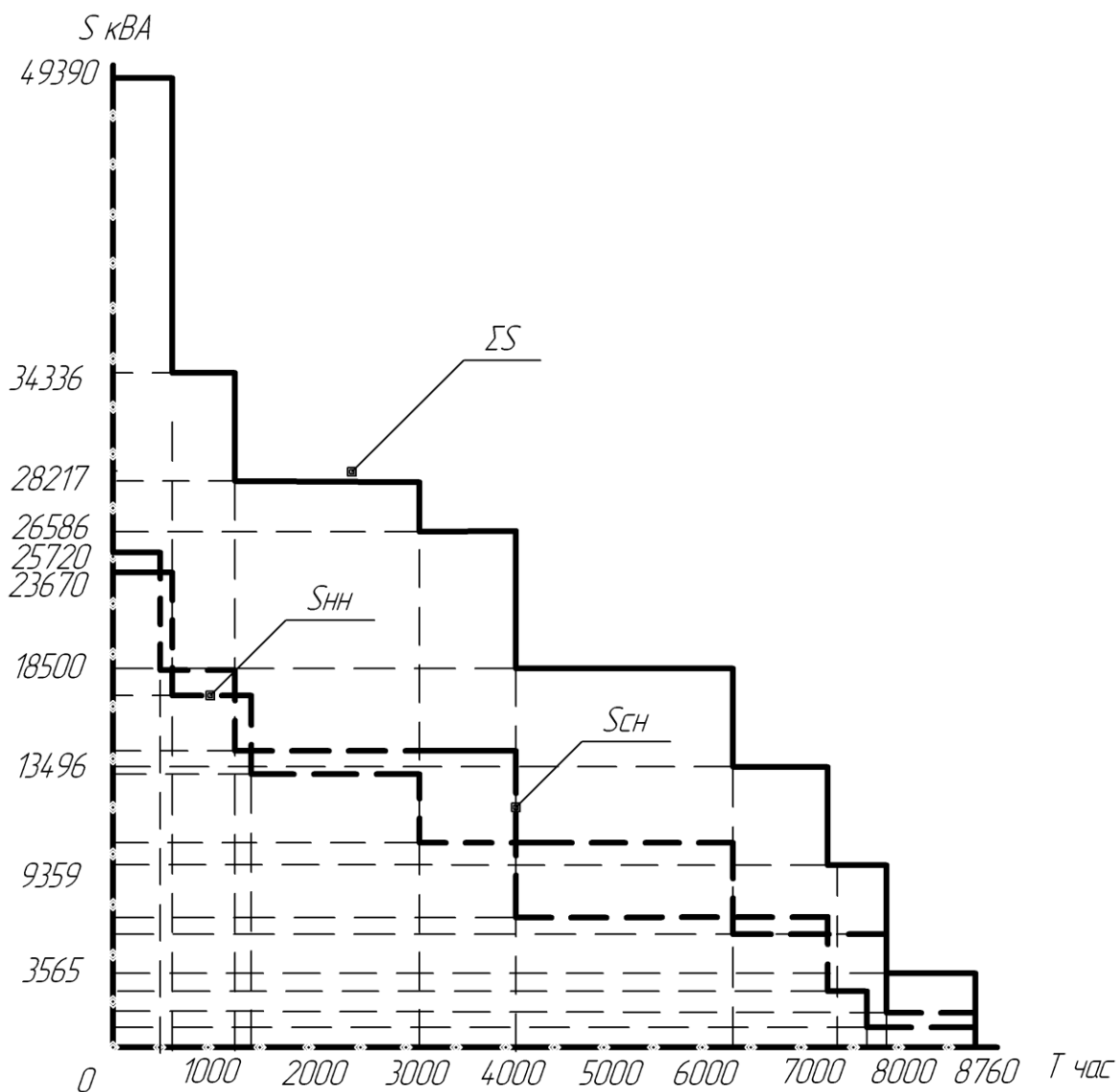


Рисунок 2.2 – Годовой график потребления мощности в 2021 году в день зимнего максимума.

На основании выше изложенного проведем расчет выбора количества и мощности силовых трансформаторов для ПС 110/6 кВ Преображенка, данный расчет приведем в п.3 данной квалификационной работе.

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов

На основании построенного графика потребления мощности рассмотренного в п.2 определим мощность силовых трансформаторов [3].

Суммарная максимальная расчетная нагрузка приходящая на подстанцию в день зимнего максимума в 2021 году [4]:

$$S_{\max} = 49,4 \text{ МВА.}$$

Так как потребители ПС 110/6 кВ Преображенка с учетом вновь вводимых относятся к первой и второй категории, следовательно, мощность одного трансформатора должна определяться с учетом перегрузочной способности одного трансформатора на 40% от номинальной мощности в момент аварийного отключения другого трансформатора [4], МВА:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max} \tag{3.1}$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 49,4 = 34,6 \text{ МВА.}$$

Исходя из расчёта делаем вывод что, в связи с ожидаемым ростом электрических нагрузок ПС 110 кВ «Преображенка» установленные силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ТРДН-25000/110/6 при аварийном отключении одного оставшийся в работе Т-1 или Т-2 будет работать с недопустимой перегрузкой. При этом, исходя из унифицированной стандартной шкалы мощностей силовых трансформаторов, которые производятся на территории Российской Федерации, ближайшие по мощности силовые трансформаторы являются трансформаторы типа ТРДН-32000/110/6, ТРДН-40000/110/6 и ТРДН-63000/110/6. Вопрос заказа специального силового трансформатора

мощностью 35 МВА в данной работе не будет рассматриваться. Так как, данный предполагает специальный технический и экономический расчет, который может быть рассмотрен в отдельной работе курса «Электрические машины».

Так как оптимальная загрузка силовых трансформаторов двух трансформаторной подстанции находится в пределах от 0,5 до 0,7 [4], то проверим коэффициент загрузки k_3^H для трех трансформаторов ТРДН–32000/110/6, ТРДН–40000/110/6 и ТРДН-63000/110/6.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен удовлетворять следующему условию:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТРДН–32000/110/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 32} = 0,77$$

где, S_{max} – максимальная мощность в день зимнего максимума в 2021 году, МВА;

S_T – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Для ТРДН–40000/110/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 40} = 0,61$$

Для ТРДН–63000/110/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 63} = 0,39$$

Таким образом, из расчетов видно, что оптимально будут загружены силовые трансформаторы марки ТРДН-40000/110/6, что исключает необходимость в рассмотрении к установке альтернативных вариантов трансформаторов марки ТРДН-32000/110/6 и ТРДН-63000/110/6 в дальнейшем принимаем к установке трансформатор ТРДН - 40000/110/6.

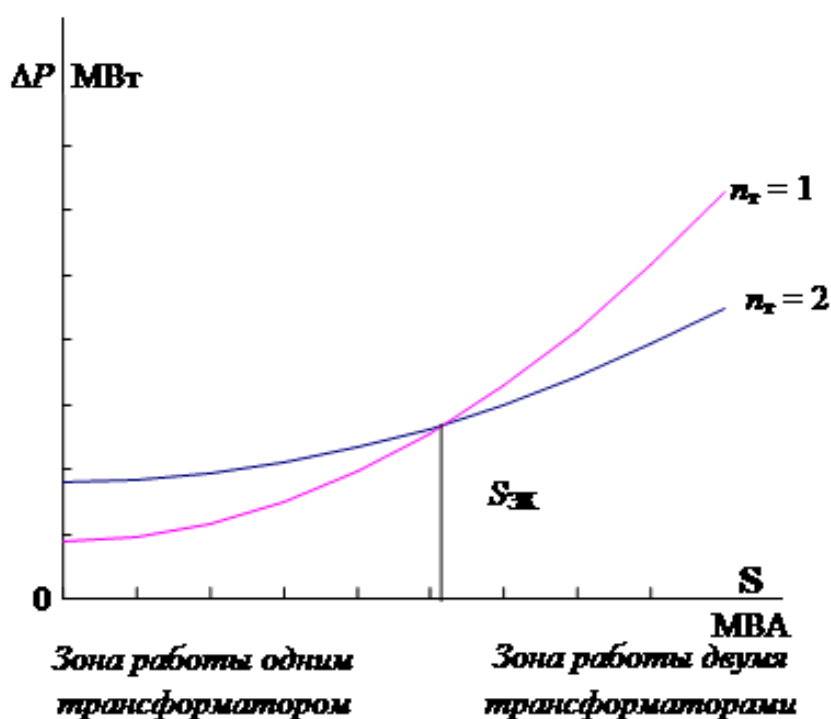


Рисунок 3.1 – Зависимость потерь в трансформаторе от количества трансформаторов и от коэффициента загрузки k_3^H

Так же хотелось бы отметить, что использование нового силового трансформатора типа ТРДН установленной мощностью 40 МВА при реконструкции ПС 110/6 кВ исключает необходимость рассмотрения вопроса установки токоограничивающего реактора с расщепленной обмоткой и изменения электрической схемы распределительного устройства 6 кВ.

3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6

Рассмотрим технико-экономический расчет условных затрат на установку силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6 на ПС 110/6 кВ Преображенка.

Таблица 3.1 – Данные трансформатора от завода изготовителя

| Марка силового трансформатора | $S_{ном.Т.},$ МВА | Данные завода изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор» | | | | | |
|---|----------------------|--|-----|-----------|----------------------|----------------------|-------------|
| | | $U_{ном}$ обмоток, кВ | | $U_k, \%$ | $\Delta P_k,$ кВт | $\Delta P_x,$ кВт | $I_x,$ % |
| | | ВН | НН | | | | |
| Трансформатор ТРДН с расщепленной обмоткой и РПН | 40,0 | 115,0 | 6,3 | 10,5 | 160,0 | 50,0 | 0,7 |
| Ориентировочная цена завода изготовителя: 15 100 000 руб. | | | | | | | |

В соответствии с методикой [4] определим коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т.}}; \quad (3.3)$$

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т.}} = \frac{49,4}{40,0} = 1,24;$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2} \frac{S_{H1,2}}{S_{ном.Т.}}; \quad (3.4)$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2} = \frac{24,7}{40,0} = 0,62$$

где S_B, S_H – расчетные нагрузки обмоток ВН и НН трансформатора.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе – активная мощность:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x \quad (3.5)$$

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 260 = 63,0 \text{ кВт},$$

где, на основании данных завода изготовителя представленных в таблице 3.1 определяются потери в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (3.6)$$

$$Q_x = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{ квар}.$$

На основании данных завода изготовителя представленных в таблице 3.1 определим потери мощности в режиме к.з.:

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1,2}; \quad (3.7)$$

$$P'_{к.н1} = 320 + 0,05 \cdot 7350 = 688 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в}; \quad (3.8)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26 \text{ кВт},$$

При этом активные потери в обмотках трансформатора определяются:

$$P'_{к.в} = 0;$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}; \quad (3.9)$$

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ кВт}.$$

Из условия работы трансформатора с расщепленной обмоткой и на основании данных завода изготовителя определим потери в обмотках трансформатора $Q_{к.в}$, $Q_{к.н1}$:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; (3.10)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{U_{к.н_{1,2}}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; (3.11)$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар},$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.н_1}$, $U_{к.н_2}$ – расчетные значений напряжений в обмотках высокого и низкого напряжений для режима короткого замыкания, которые определяются [4], по выражению (3.12, 3.13):

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}; (3.12)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ \%};$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}; (3.13)$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%}.$$

Необходимо определить годовые затраты I_3 на потери электрической энергии в силовых трансформаторах при условии, что трансформаторы работают раздельно:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3; (3.14)$$

$$I_3 = 1884178 \cdot 0,97 = 1827653 \text{ руб},$$

где ΔW_{nc} – потери электроэнергии в трансформаторах при условии, что трансформаторы работают раздельно, $кВт \cdot ч$; C_3 – стоимость 1 $кВт \cdot ч$ электроэнергии, $руб/кВт \cdot ч$.

В соответствии с методикой определения стоимости электроэнергии приведенной в [4], определим C_3 :

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta, \quad (3.15)$$

$$C_3 = \frac{270}{3754,96} + 0,9 = 0,97 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где α – ставка тарифа за 1 кВт договорной мощности, принимаем равной в соответствии с методикой [5] 270 кВт;

β – дополнительная ставка тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной счетчиком, принимаем в соответствии с методикой [5] 0,9 кВт·ч.

Определим затраты приведенные $Z_{пр}$:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_o + I_3; \quad (3.16)$$

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 15100000 + 1419400 + 182765266 = 5512101 \text{ руб},$$

где K - капитальные затраты на оборудование ПС = 15 100 000 руб.

Годовые отчисления I_o , находятся по формуле в соответствии с методикой расчета технико-экономических показателей трансформаторов:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K; \quad (3.17)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 15100000 = 1419400 \text{ руб},$$

где $p_{\text{сум}} = p_a + p_{op}$ – суммарный коэффициент отчислений, для ПС 110/6 кВ принимаем равным 0,094; p_a - отчисления на амортизацию; p_{op} , - отчисления на обслуживание и ремонт.

В соответствии с результатами технико-экономического расчета приведённые затраты на установку трансформатора марки ТРДН-40000/110/6 составят 5 512 101 руб.

4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 и 6 кВ понизительной подстанции

При выборе коммутационных аппаратов важным критерием при выборе является, токи короткого замыкания которые (КЗ) должен выдержать аппарат не изменив свои характеристики. Также значения токов КЗ необходимы для настройки параметров защиты элементов сети.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему замещения с указанием всех элементов сети, по которым протекает ток.

В схеме замещения на 0,4 кВ учитываю активные и реактивные сопротивления всех линий и трансформаторов. В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 110 и 6 кВ ПС 110/6 кВ.

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/6 кВ «Преображенка».

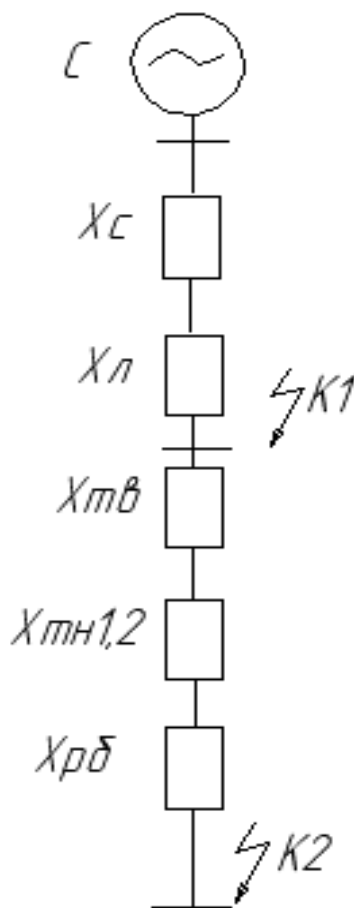


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети 110 и 6 кВ для расчета токов КЗ

Известные параметры схемы замещения представленной на рисунке 4,1, необходимые для дальнейших вычислений [7]:

$$\text{Система: } U_H = 110 \text{ кВ}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_{КЗ} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\text{ВЛ: } x_{\gamma\delta 1} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 110 \text{ кВ},$$

$$x_{\gamma\delta} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 6 \text{ кВ}.$$

$$\text{Трансформатор: } S_H = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В схеме замещения Z_C – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов установленных элементы энергосистемы не входящие в состав ПС 110/6 кВ, так называемые элементы внешней системы электроснабжения.

Рассчитываем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения [7]:

Сопротивление системы определяем по формуле:

$$x_{*b,c} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}}; \quad (4.1)$$

Рассчитываем сопротивление системы:

$$x_{*b,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110/6 согласно номинальным данным указанных в таблице 3.1.

$$x_{*b,T_{\delta}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} \quad (4.2)$$

$$x_{*b,T_{\delta}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,41$$

$$x_{*b,T_{H1}} = x_{*b,T_{H2}} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} \quad (4.3)$$

$$x_{*б,ТН1} = x_{*б,ТН2} = \frac{18,375 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 5,74.$$

Рассчитываем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанции от внешней системы электроснабжения

$$x_{*б,л} = x_{y0} l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где $U_{к.в} = 1,314 \%$, $U_{к.н1} = U_{к.н2} = 18,375 \%$ – (для трансформатора $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*б,с} + x_{*б,л}; \quad (4.5)$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К1 определим базисный ток на шинах ВН подстанции “Преображенка”, который будет равен:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (4.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (4.7)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА}.$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. [7]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}; \quad (4.8)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,8$ – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, определенный как $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$.

Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 на шинах НН составит:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л} + x_{*\bar{\sigma},T_g} + x_{*\bar{\sigma},T_{H1,2}} + x_{*\bar{\sigma}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции “Преображенка” [7], который будет равен:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*b}}{x_{*рез(b)}} \cdot I_b = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА}.$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К2[7]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,96$ – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 6 кВ в точке короткого замыкания определенный как $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ [7].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 110/6 кВ «Преображенка»

| Шины | Место КЗ | U _н , кВ | K _{уд} | I _{КЗ ВН} ¹¹⁰ , кА | I _{КЗ НН} | i _{уд} , кА |
|------|----------|---------------------|-----------------|--|--------------------|----------------------|
| ВН | К1 | 115 | 1,8 | 15,2 | - | 38,3 |
| НН | К2 | 6,3 | 1,96 | - | 14,1 | 25,33 |

На основании полученных результатов проведем выбор электрооборудования в соответствии с п.1.2 данной пояснительной записки и в соответствии предъявляемыми требованиями нормативной и технической документации [5].

5 Выбор электрических аппаратов ПС 110/6 кВ Преображенка

5.1 Общие требования при выборе КА

Согласно требованиям ПУЭ [1] электрические аппараты выбираем по следующим параметрам:

1. В соответствии конструкции и роду установки;
2. По номинальному току и номинальному напряжению;
3. Проверяют по коммутационным способностям коммутационного аппарата, (при КЗ на термическую и электродинамическую устойчивость).

Рассчитываем максимальный рабочий ток приходящийся на КТП на стороне высокого и низкого напряжения.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения с учетом перегрузочной способности силового трансформатора на 40% равен:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 294,3 \text{ А},$$

Максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения с учетом расщепления обмоток трансформатора равен:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$
$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 6,3} \cdot 10^3 = 2570 \text{ А}.$$

Значения ударных токов определены в разделе расчет токов короткого замыкания п.4 в данной работе.

Таблица 5.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах ПС 110/6 кВ

| Шины ВН | | | Шины НН | | |
|-----------------|--------------|--------------|-----------------|--------------|---------------|
| $I_{\max p}, A$ | $I_{кз}, кА$ | $I_{уд}, кА$ | $I_{\max p}, A$ | $I_{кз}, кА$ | $I_{уд}, к А$ |
| 294,3 | 15,2 | 38,3 | 2570 | 14,1 | 25,3 |

5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ

В соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору» п. 3.1 [10], на основании данных в таблице 5.1 выключатель выбирается исходя из сопоставления его параметров, которые подтверждены в ходе испытаний высоковольтных испытаний заводом изготовителем с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах, которые указаны в таблице 5.1.

Выключатели выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы.

Проверяют на термическую и динамическую стойкость. Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006.

В соответствии с СТО 56947007-29.130.01.029-2009 «Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требованиями» и принятыми техническими решениями в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы рассмотрим варианты установки элегазовых выключателей на 110 кВ в ОРУ-110 кВ.

Рассмотрим два варианта к установке:

- Колонковый выключатель ВГТ-110-40/2000У1, представлен на рисунке 5.1.;

- Баковый выключатель ВГБ-110-31,5/1000 У1, представлен на рисунке 5.2.

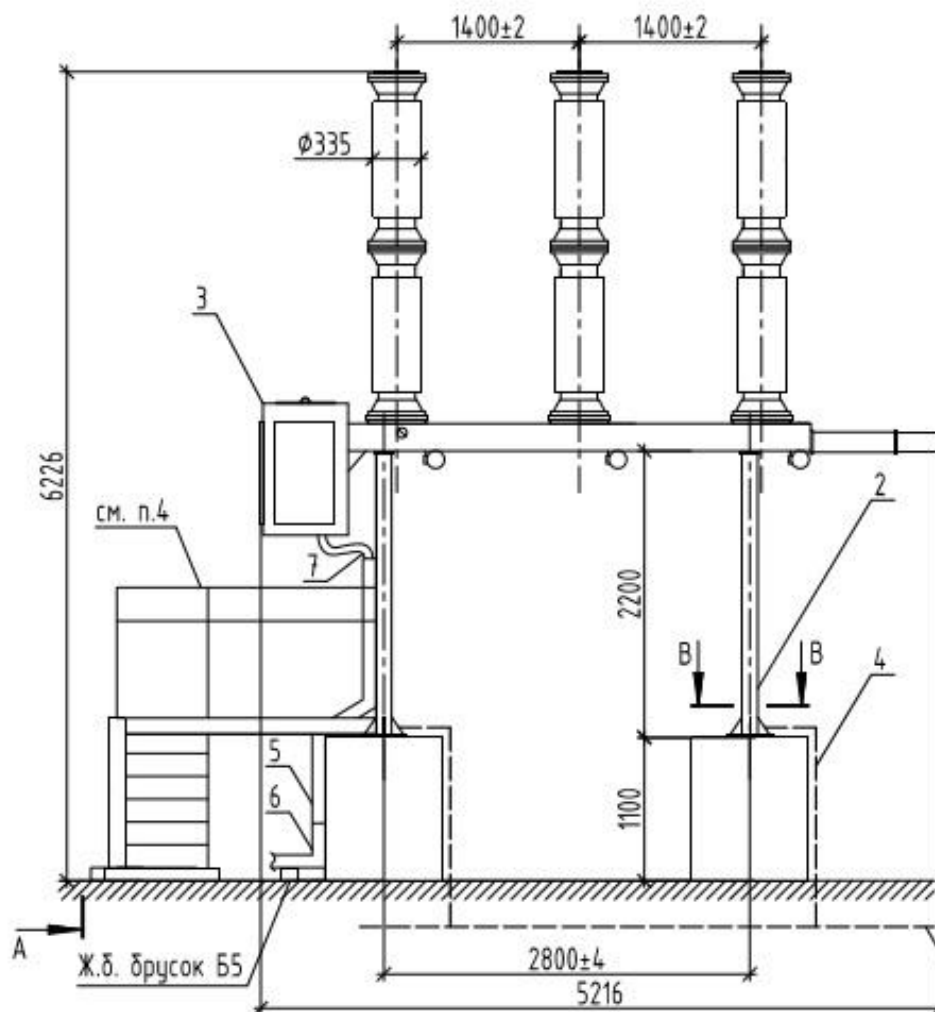


Рисунок 5.1 – Габаритные размеры колонкового выключателя ВГТ-110-40/2000У1

Технические данные завода изготовителя колонкового выключателя представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики ВГТ-110 кВ

| Наименование параметра | ВГТ-110-40/3150У1 |
|-----------------------------|-------------------|
| $U_{\text{НОМ}}$, кВ | 115 |
| $I_{\text{НОМ}}$, А | 2000 |
| $I_{\text{ДИН}}$, кА 3 сек | 40 |

| | |
|------------------------------|---|
| $I_{\text{период КЗ}}$, кА | 40 |
| $B_{\text{к}}$, кА | 100 |
| $t_{\text{выкл.соб}}$, сек | 0,03 |
| $t_{\text{выкл.пол}}$, сек | 0,045 |
| t - окружающего воздуха, С | +45°, -45° |
| принцип гашения дуги | Автокомпрессионный |
| Вид привода | Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине |

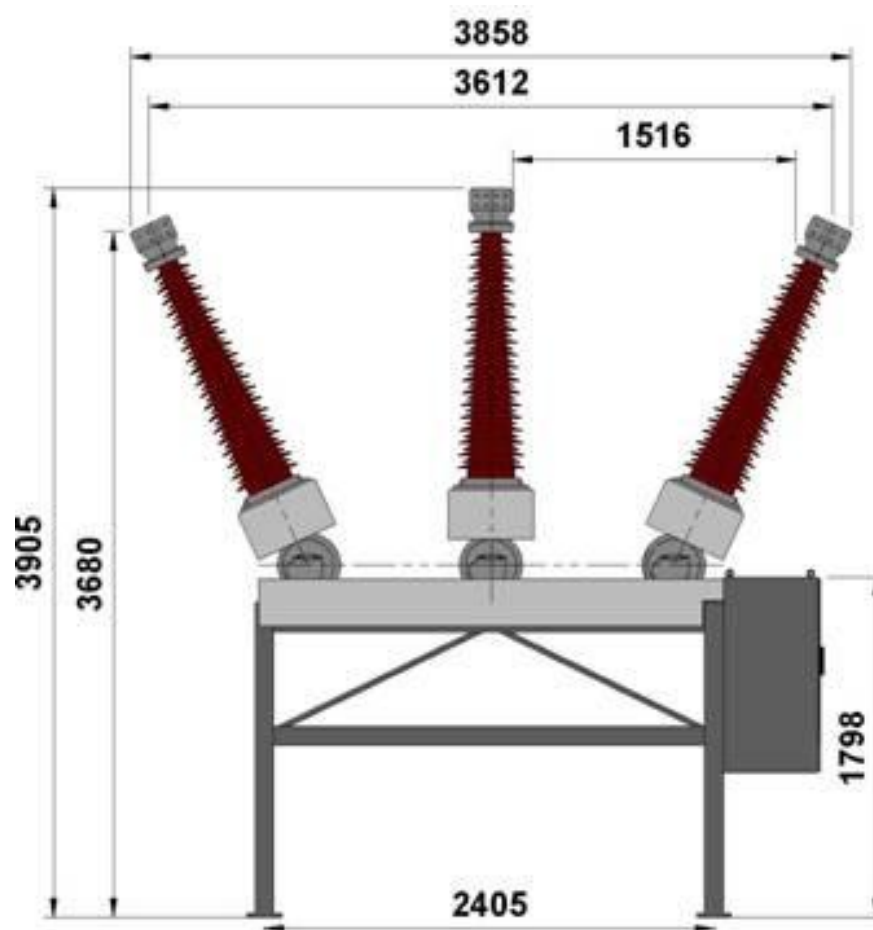


Рисунок 5.2 – Габаритные размеры бакового выключателя ВГБ-110-31,5/1000 У1

Технические данные завода изготовителя бакового выключателя представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Технические характеристики ВГБ-110 кВ

| Наименование параметра | ВГБ-110-40/1600У1 |
|------------------------------|---|
| $U_{\text{ном}}$, кВ | 115 |
| $I_{\text{ном}}$, А | 1600 |
| $I_{\text{дин}}$, кА 3 сек | 40 |
| $I_{\text{период}}$ КЗ, кА | 40 |
| B_k , кА | 100 |
| $t_{\text{выкл.соб}}$, сек | 0,034 |
| $t_{\text{выкл.пол}}$, сек | 0,057 |
| t – окружающего воздуха, С | +40°, -55° |
| принцип гашения дуги | Автокомпрессионный |
| Вид привода | Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине |

Исходя из выше приведенных технических характеристик элегазовых выключателей выберем ВГБ-110-40/1600У1.

Условие проверки на стороне ВН:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.3)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}, \quad (5.4)$$

где $t_{\text{К}}$ – время протекания тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ, равен 3 с, необходимое время для отключения выключателя со стороны источника тока.

Таблица 5.4 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|------------------------|-----------------------|
| $U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$ | 110 кВ | 115 кВ |
| $I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$ | 300 А | 1600 А |
| $I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}$ | 15,2 кА ² с | 100 кА ² с |
| $i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}}$ | 38,3 кА | 40 кА |

Выбранный выключатель соответствует всем требованиям.

5.3 Выбор разъединителей 110 кВ

В соответствии с СТО 56947007-29.130.01.029-2009 «Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требованиями» и принятыми техническими решениями в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы выберем разъединители по номинальным параметрам в соответствии с п.1.3 и п.5.1 данной работы.

Так как разъединители 110 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч}$, $I_{расч}$) для них такие же, как и у выключателей [5].

Примем к установке разъединители трехполюсные с двумя комплектами заземляющих ножей РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1, трехполюсные с одним комплектом заземляющих ножей РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и однополюсных с одним комплектом заземляющих ножей РГН. 16 -ОП-110.П/1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО».

Таблица -5.5 Условия выбора разъединителя типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|------------------------|-----------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$ | 110 кВ | 115 кВ |
| $I_{рн} > I_{расч}$ | 300 А | 1600 А |
| $I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$, | 15,2 кА ² с | 100 кА ² с |
| $i_y < i_{пр.с}$, | 38,3 кА | 40 кА |

Разъединители типа РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 -ОП-110. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО» имеют аналогичные параметры с разъединителем типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1.

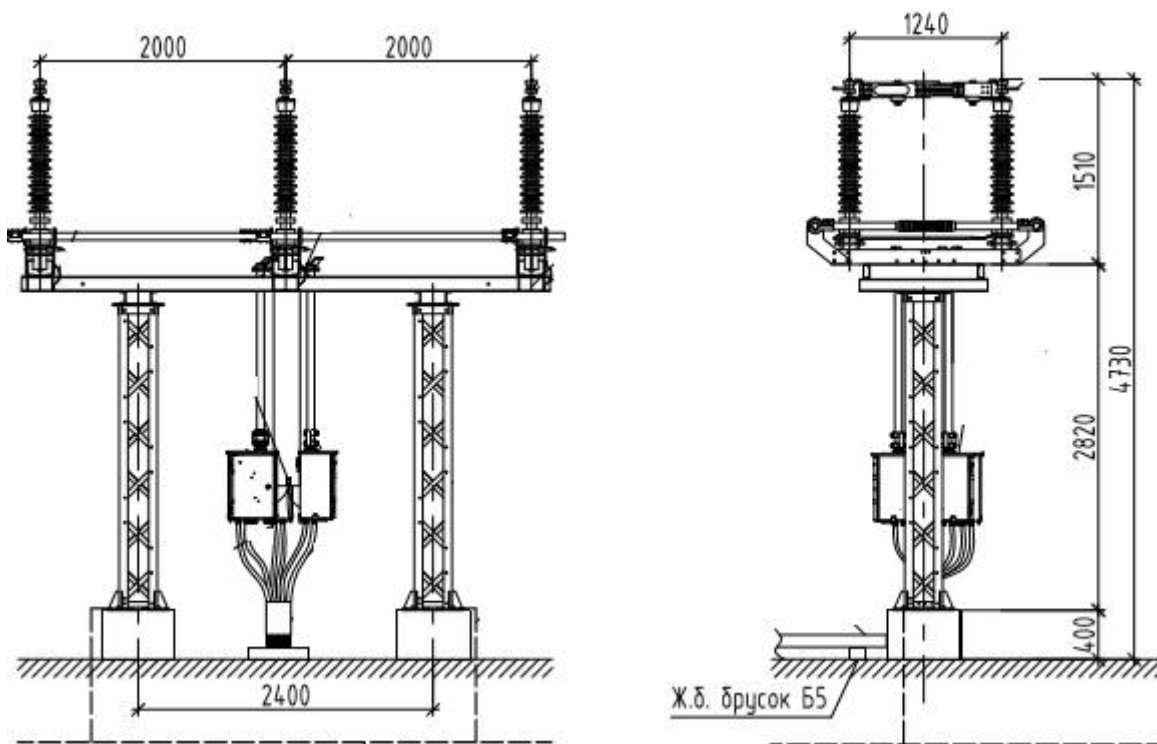


Рисунок 5.3 – Разъединитель распределительного устройства 110 кВ

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

В соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» [10] и СТО 56947007- 29.180.085-2011 «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [5]. Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы.

Для ТТ такие же параметры ($U_{расч}$, $I_{расч}$) как и у выключателей $U_{ном}$, так как ТТ устанавливаются в одной цепи с выключателем, при этом первичный номинальный ток выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746 – 2001 [7]: - для линии 110 кВ с силовым трансформатором выбираем – 400-200-100 А. Вторичный номинальный ток ТТ выбирается 5 А.

Таблица -5.6 Условия выбора ТТ

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|------------------------|----------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$ | 110 кВ | 126 кВ |
| $I_{рн} > I_{расч}$ | 300 А | 100-200-400 А |
| $I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$, | 15,2 кА ² с | 63 кА ² с |
| $i_y < i_{пр.с}$, | 38,3 кА | 40 кА |

В соответствии с п.1.3 данной работы к установке примем элегазовый трансформатор тока ТОГФ – 110 – 400-100/5 и встроенный ТТ в ввода силового трансформатора ТРДН-40000/110/6 типа ТВТ-110 .

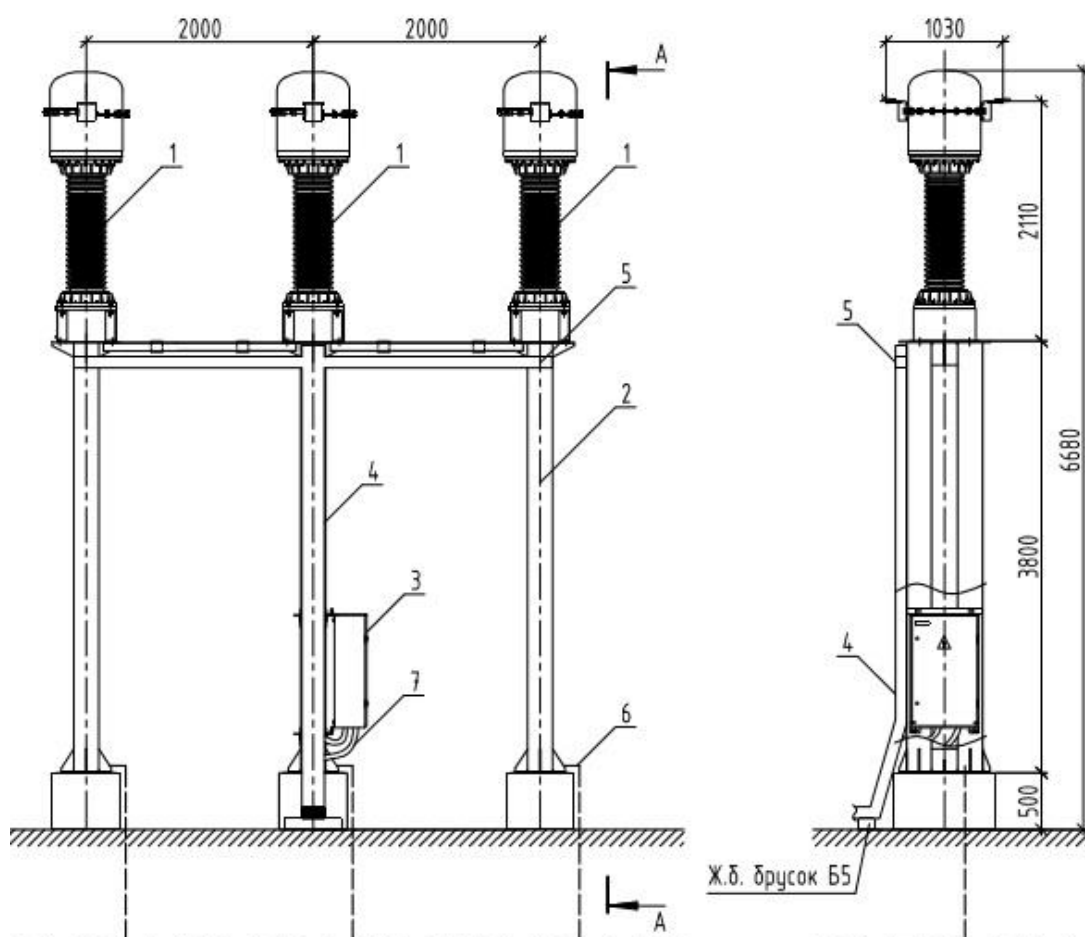


Рисунок 5.4 – ТОГФ – 110 – 400-200-100/5

Для визуального контроля электрических величин на подстанции предусмотрены средства КИП: амперметр, вольтметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии [5].

На территории ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «Преображенка» согласно ряду положений трансформаторы тока должны устанавливаться как перед высоковольтными выключателями, так и встраиваться в вводы силовых трансформаторов.

Таблица 5.7 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

| Перечень средств измерений | Обмотка ТТ | Тип прибора | Номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ, В·А | Потребляемая подключаемой системы с учетом распределения по фазам, В·А |
|----------------------------|------------|-------------|--|--|
| Амперметр | 1 | АМ-А301 | 20 | 4,5/3 |
| Ваттметр | 1 | Ц-301/1 | 20 | 4,5/3 |
| Счетчики АИИС КУЭ | 2 | СЭТ-4ТМ-А1 | 50 | 30/3 |
| ФОЛ | 3 | РЗиА | 50 | 10/3 |
| ДЗО ВН | 3 | РЗиА | 50 | 10/3 |
| МТЗ ВН/У | 4 | РЗиА | 50 | 15/3 |
| ДЗШ+ УРОВ | 4 | РЗиА | 50 | 15/3 |
| Резерв | 5 | - | 50 | |

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТОГФ – 110 кВ класса точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Таким образом допускаемое сопротивление проводника составляет:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (5.5)$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением $S - 4\text{мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения

При выборе измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН) необходимо учитывать конструктивные особенности для исключения резонансных явлений в системе электроснабжения в соответствии с СТО 56947007- 29.240.10.191-2014, а так же учитывая требования подключения измерительных систем к вторичным обмоткам ТН, а именно подключение счётчиков электроэнергии, и релейной защиты и автоматики [1].

Для правильного выбора необходимо определить нагрузку подключённых приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \times \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \times \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} . \quad (5.6)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка ТН 110кВ

| Перечень средств измерений | Обмотка ТН | Тип прибора | Номинальная мощность вторичной нагрузки обмоток ТН, В·А | Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А |
|----------------------------|------------|-------------|---|--|
| Вольтметр | 1 | Э-762 | 20 | 4,5/3 |
| Ваттметр | 1 | Ц-301/1 | 20 | 4,5/3 |
| Счетчики АИИС КУЭ | 2 | СЭТ-4ТМ-А1 | 50 | 15/3 |
| ФОЛ | 3 | РЗиА | 50 | 10/3 |
| Резерв | 4,5 | - | 50 | |

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$.

На стороне высокого напряжения устанавливаем трансформатор напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод»).

На рисунке 5.4 представлен трансформатор тока НКФ-110-83.

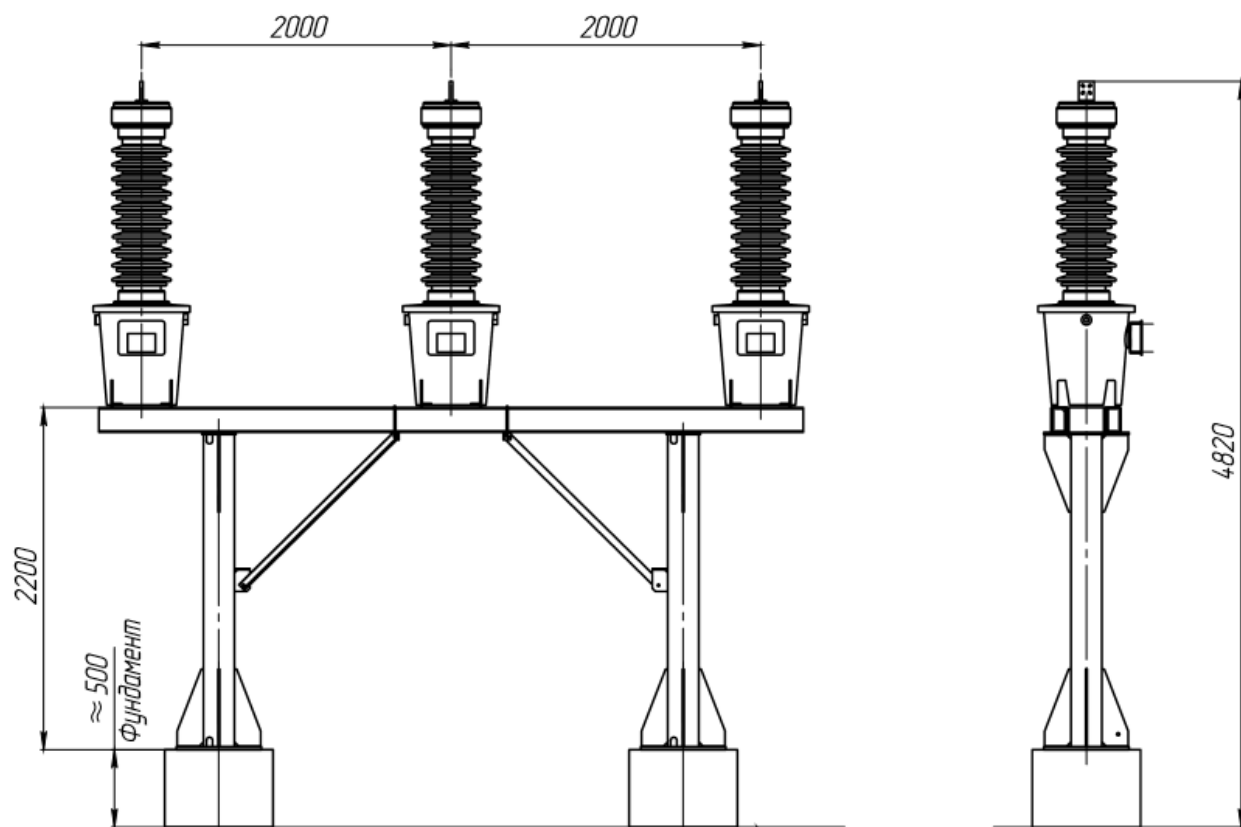


Рисунок 5.4 - Трансформатор напряжения НКФ-110-83

5.5 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

| Характеристика | ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1 |
|--------------------------------|------------------------|
| 1 | 2 |
| Класс напряжения сети, кВ | 110 |
| Номинальное напряжение ОПН, кВ | 115 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |

5.6 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ

В соответствии с техническими требованиями п.1.3 данной квалификационной работы, оборудования КРУ 6 кВ необходимо выбирать из следующих требований:

- коммутационное оборудование 6 кВ необходимо заменить на оборудование соответствующее ГОСТ Р 52726-2007;
- ячейки КРУ должны быть укомплектованными вакуумными выключателями;
- в ячейках КРУ должно быть предусмотрена возможностью быстрой замены выкатной части ячейки при ремонте электрооборудования КРУ;
- ячейки КРУ 6 кВ должны быть заменены на современные [5], при этом время на доставку данного электрооборудования должно быть минимальным;
- использование оборудование КРУ 6 кВ региональных производителей обеспечивает удобство обслуживания ячеек КРУ специалистами завода изготовителя;
- применяемые измерительные трансформаторы напряжения в КРУ 6 кВ должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014;
- в ячейках КРУ 6 кВ обязательно должно быть предусмотрены все необходимые мероприятия по защите электрических сетей от перенапряжений в соответствии с СТО 56947007 29.240.01.221-2016 и должны быть укомплектованы ОПН.

Исходя из вышеуказанных требований выберем к установке при реконструкции ЗРУ 6 модульное здание с ячейками *СЭЩ*.

Применение данных ячеек обеспечит выполнение всех выше указанных требований. Так же данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а так же имеют высокую степень

защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема выполненная в данных ячейках позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

Применение в данных ячейках электротехнического оборудования изготовленного данным производителем, а именно вакуумными выключателями ВБУ-6-20/2500У2, измерительными трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ-6 кВ, трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ 6 кВ, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы, дает высокую степень производственной сборки, что повышает качество сборки КРУ 6 кВ, что влияет на надежность функционирования и длительность эксплуатации данного оборудования.

Все выше перечисленные достоинства дают существенные преимущества по сравнению с другими производителями, как в техническом так и в экономическом плане.

Таким образом, ЗРУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Преображенка укомплектуем ячейками СЭЩ-70.

5.6.1 Выбор выключателей на 6 кВ

Так как, внутри шкафа КРУ серии СЭЩ-70 входят вакуумные выключатели типа ВБУ-6-20/2500У2 с пружинным приводом, выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы, а так же проверим на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор и проверку выключателей сведем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 - Технические характеристики ВВУ-6-20/3150У2

| Наименование параметра | ВБУ-6-20/2500У2 |
|------------------------------|---|
| $U_{\text{НОМ}}$, кВ | 6(10) |
| $I_{\text{НОМ}}$, А | 3150 |
| $I_{\text{ДИН}}$, кА 3 сек | 31,5 |
| $I_{\text{ПЕРИОД}}$ КЗ, кА | 31,5 |
| B_k , кА | 100 |
| $t_{\text{ВЫКЛ.СОБ}}$, сек | 0,04 |
| $t_{\text{ВЫКЛ.ПОЛ}}$, сек | 0,06 |
| t – окружающего воздуха, С | +40°, -55° |
| принцип гашения дуги | Вакуум |
| Вид привода | Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине |

Таблица 5.11 – значения при выборе вакуумного выключателя 6 кВ

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|------------------------|-----------------------|
| $U_{\text{пр}} > U_{\text{НОМ}}$ | 6 кВ | 10 кВ |
| $I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$ | 2570 А | 3150 А |
| $I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}$ | 14,1 кА ² с | 100 кА ² с |
| $i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}}$ | 25,3 кА | 31,5 кА |



Рисунок 5.5 – КРУ типа КРУ-СЭЩ-70

5.6.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЩ – 6 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.12. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 6 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.12 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 6 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные: ТОЛ-СЭЩ 6 кВ |
|--|--|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 2055 \text{ А}$ | $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ |
| $i_{yo} = 25,33 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ |
| $B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Данные с КИП представлены в таблице 5.13

Таблица 5.13 – Данные КИП

| Перечень средств измерений | Обмотка ТТ | Тип прибора | Номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ, В·А | Потребляемая подключаемой системы с учетом распределения по фазам, В·А |
|----------------------------|------------|-------------|--|--|
| Амперметр | 1 | АМ-А301 | 10 | 4,5/3 |
| Ваттметр | 1 | Ц-301/1 | 10 | 4,5/3 |
| Счетчики АИИС КУЭ | 2 | СЭТ-4ТМ-А1 | 20 | 10/3 |
| МТЗ НН/У | 3 | РЗиА | 20 | 5/3 |
| ДЗШ+ УРОВ | 4 | РЗиА | 50 | 15/3 |
| Резерв | 5 | - | 50 | |

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

$$r_{\text{проб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТОГФ – 110 кВ класса точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Таким образом допускаемое сопротивление проводника составляет:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением $S - 4\text{мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

5.2.3 Выбор трансформатора напряжения 6кВ

Так как применяемые измерительные трансформаторы напряжения в КРУ 6 кВ должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014, то выберем к установке НАЛИ-СЭЩ-6.

Контроль на стороне 6 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – КИП во вторичной цепи ТН

| Перечень средств измерений | Обмотка ТН | Тип прибора | Номинальная мощность вторичной нагрузки обмоток ТН, В·А | Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А |
|----------------------------|------------|-------------|---|--|
| Вольтметр | 1 | Э-762 | 20 | 4,5/3 |
| Ваттметр | 1 | Ц-301/1 | 20 | 4,5/3 |
| Счетчики АИИС КУЭ | 2 | СЭТ-4ТМ-А1 | 50 | 15/3 |
| Резерв | 4,5 | - | 50 | |

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-6 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (5.7)$$

$$11,7 \leq 75.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАЛИ-СЭЩ-6. кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

6 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 6 кВ

Допускается отклонение напряжения у потребителей в пределах (± 5)%. Надбавка напряжения на шинах питающих ПС на стороне НН 6 кВ – ΔU в часы максимальной нагрузки составит (+2,5)%, при минимальной – 0%.

Минимальной нагрузкой для электроприёмников жилых домов с электроплитами принимаю $S_{\min} = 0,25 \cdot S_{\max}$.

Уровень потерь напряжения в трансформаторе при максимальной загрузке, равен – 4%, при минимальной – 1%.

Напряжение добавки в трансформатора равен 5%.

Таблица 6.1 – Отклонения напряжения в сети 6 кВ

| Элементы сети | Отклонение напряжения, %, при нагрузке | |
|--|--|----------------------|
| | P max | P min = 0,25 · P max |
| Шины 6 кВ $\Delta U_{ТП 110/6}$ | +2,5% | 0 |
| Линия 6 кВ ΔU_6 | 4 | -1% |
| Трансформатор 6/0,4 кВ: ΔU добавки ΔU потери | +5% -4% | +5% -1% |

Рассчитываем уровень отклонения напряжения у потребителя по формуле:

$$\Delta U_{\text{потр}} = \Delta U_{ТП110/6} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_T + \Delta U_6 - \Delta U_{0,38}, \% \quad (6.1)$$

где $\Delta U_{ТП 110/6}$ – отклонение напряжения на шинах ТП 110/6 в %;
 $\Delta U_{\text{доб}}$, ΔU_T , ΔU_6 , $\Delta U_{0,38}$ – добавка и потери в трансформаторе на стороне 6 кВ и потеря напряжения в линиях в %.

Согласно данной формуле допустимое значение потери напряжения в линиях 6 кВ при S_{\max} составит:

$$\Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} = \Delta U_{\text{ТП110/6}} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_{\text{T}} + \Delta U_{6} - \Delta U_{\text{потр}}, \% \quad (6.2)$$

$$\Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} = 2,5 + 5 - 4 + 5 = 8,5 \%,$$

Потеря напряжения в линиях не должно превышать для ВЛ $\Delta U_{\text{доп } 6} = 4 \%$.

7 Выбор релейной защиты и автоматики

7.1 Микропроцессорное релейная защита ШЭ2607

Микропроцессорное устройство защита ШЭ2607 изготавливается компанией ООО ННП «ЭКРА» (г. Чебоксары), и выполняет функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для трансформаторов.

В соответствии с данными изложенными производителем шкафов ШЭ2607 функции данного устройства таковы:

- трехступенчатая максимально-токовая - защита (МТЗ) с независимой выдержкой времени;
- двухступенчатая дифференциальная защита. Первая ступень - чувствительная дифференциальная защита (ДТ) с функцией торможения, вторая ступень - дифференциальная отсечка (ДО).

Питание устройства ШЭ2607 может осуществляться как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства ШЭ2607

Параметры терминала ШЭ2607 для защиты силового трансформатора, со схемой Y/Δ:

- на ВН – звезда;
- на НН – треугольник.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –
 $S_{\text{нагр. max}} = 49,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1) и шинах 6 кВ (точка К2) представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Значения токов КЗ

| Величина напряжения | Режим ЭЭС | Ток КЗ |
|---------------------|--------------|------------------------------|
| Сторона 110 кВ | Максимальный | $I_{K1MAX}^{(3)BH} = 15200A$ |
| | Минимальный | $I_{K1MIN}^{(3)BH} = 10157A$ |
| Сторона 6 кВ | Максимальный | $I_{K2MAX}^{(3)HH} = 14100A$ |
| | Минимальный | $I_{K2MIN}^{(3)HH} = 6500A$ |

Значения токов короткого замыкания в К2, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T},$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 6 кВ; k_T - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{15200}{110 / 6,3} = 1361A.$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{10512}{110 / 6,5} = 1168A.$$

7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита реализована на основе ШЭ2607. Исходя из рекомендаций завода изготовителя определим на стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (7.1)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63А.$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6А.$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91А.$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9А.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 159,54A.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

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

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010A;$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_1}};$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78A. I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28A.$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_2}};$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41A.$$

$$I_{уст.нн}^{до} = 30A.$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 971,09A.$$

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

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041A;$$

$$k_{сз} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая степень отсечки шкафа защит ШЭ2607 удовлетворяет требованиям.

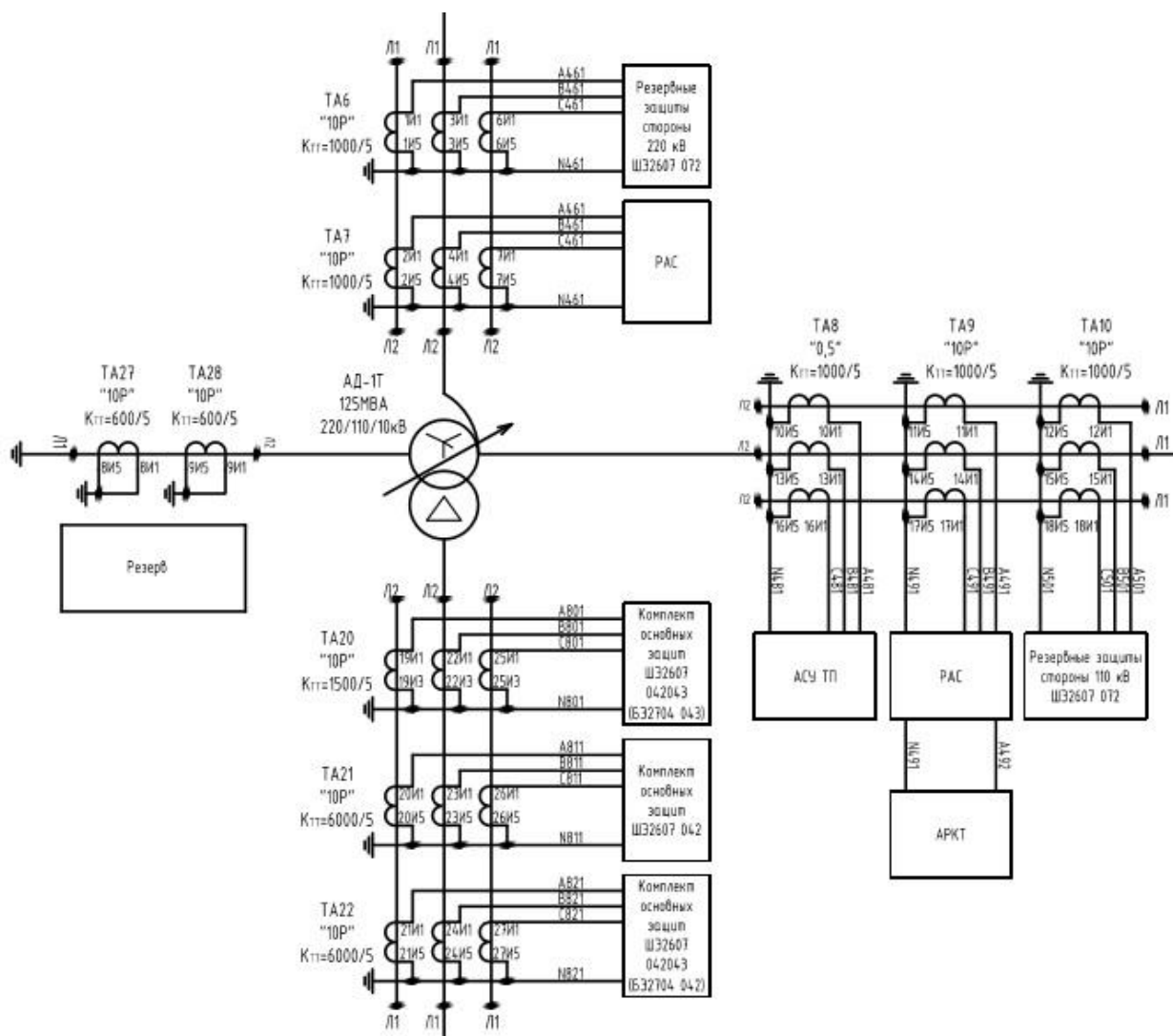


Рисунок 7.1- Релейная защита трансформатора Т-1Т ПС 110 кВ
«Преображенская»

8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ «Преображенская»

Расчёт заземляющего контура, производим для определения количества заземляющих стержней, которые будут расположены по намеченному контуру, вокруг ТП.

Требования, к заземляющему контуру, определяем согласно режиму работы нейтрали ТП.

Согласно правилам устройства электроустановок, допустимое сопротивление заземляющего контура сети 0,4 кВ равно 4 Ом. Так же правила разрешают не устанавливать повторные заземления на присоединениях длиной менее 200 м, и на кабельных линиях, так как обрыв нулевого провода в них маловероятен.

Для строительства контура защитного заземления используем:

для вертикального заземлителя металлические стержни, длиной $l = 5$ м, с диаметром стержня $d = 0,012$ м;

для горизонтального заземлителя стальную полосу с шириной 40 мм и толщиной 4 мм;

глубину заложения полосы выбираю $h = 0,5$ м;

длина полосы равняется по периметру ТП и внутри с размерами 50×50 м;

удельное сопротивление грунта места расположения КТП – $\rho = 50$ Ом/м;

сопротивление заземлителя должно составлять $R_z = 0,5$ Ом.

Рассчитываем сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле:

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{I} \times \lg \frac{2l}{d} + 0,5 \times \lg \frac{4t + l}{4t - l}, \quad (8.1)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ - расчётное сопротивление грунта;

Для уменьшения сопротивления заземляющего контура, в грунт забиваем расчётное количество вертикально расположенных стержней, а для выравнивания потенциала между ними, весь периметр контура связываем их стальной полосой. Так, как за счёт создания экранирующего воздействия между вертикальными стержнями и соединяющей полосой, условия для растекания тока ухудшатся, при расчете введём коэффициент экранирования, значения которого изменяются в зависимости от количества и взаимного расположения стержней

Расчётное сопротивление грунта рассчитываем по формуле:

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = k_c \times \rho, \quad 8.2$$

Где k_c – сезонный коэффициент принимаю равным 1,3;

l – длина заземлителя, м;

d – диаметр заземлителя, м;

b – ширина полосы (для угловой стали – ширина полки), м;

t – глубина заложения заземлителя, а для вертикальных электродов – соответствует расстоянию от поверхности земли до середины электрода в м, рассчитываем как:

$$t = h + 0,5 \times l, \quad (8.3)$$

$$t = 0,5 + 0,5 \times 5 = 3 \text{ м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = 50 \times 1,3 = 65 \text{ Ом/м},$$

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{2 \times 5}{0,012} + 0,5 \times \lg \frac{4 \times 3 + 5}{4 \times 3 - 5} = 16,4 \text{ Ом},$$

$N_{\text{вер}}$ – необходимое количество вертикальных стержней для заземлителя рассчитываем как:

$$N_c = \frac{R_{верт}}{R_3 \times \eta_{вер}}, \quad (8.4)$$

где $\eta_{вер}$ - коэффициент использования стержней;

R_3 – величина требуемого сопротивления заземляющего контура.

$$N_c = \frac{16,4}{4} = 4,1,$$

расчётное значение округляем до целого числа.

Получившиеся 5 стержней распределяем по периметру подстанции каждые $40/5=8$ м.

Производим расчёт заземляющего устройства, не учитывая сопротивления горизонтальных соединительных полос.

Определяем действительное число вертикальных электродов с учётом коэффициента экранирования при данном виде расположения стержней $\eta_{вер} = 0,68$:

$$N_c = \frac{16,4}{4 \times 0,55} \cdot 10 = 74,5,$$

Рассчитываем сопротивление заземляющего контура с 80 вертикальными стержнями:

$$R_{B3} = \frac{R_{верт}}{N_c \times \eta_{вер}}, \quad (8.5)$$

$$R_{B3} = \frac{16,4}{80 \times 0,61} = 0,336 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление растекание горизонтального заземлителя:

$$R_{гор} = \frac{0,366 \times \rho_{расч}}{l} \times \lg \frac{2 \times L^2}{b \times t}, \quad (8.6)$$

$$R_{гор} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{40^2}{0,04 \times 0,5} = 19,27 \text{ Ом},$$

Рассчитываем действующее сопротивление горизонтального заземлителя в контуре из 8 стержней с коэффициент использования полосы:

$$R_{ГЗ} = \frac{R_{гор}}{\eta_{гор}}, \quad (8.7)$$

$$R_{ГЗ} = \frac{19,27}{0,36} = 53 \text{ Ом},$$

$\eta_{гор}$ - коэффициент использования полосы принимаем равным 0,32.

$$R_{ЗД} = \frac{R_{ВЗ} \times R_{ГЗ}}{R_{ВЗ} + R_{ГЗ}} = \frac{3,36 \times 53}{3,36 + 53} = 3,2 \text{ Ом},$$

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура ПС, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 110 кВ, 80 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру ПС, связанные между собой полосой связи.

Заключение

В квалификационной работе «Электроснабжение промышленного парка «Преображенка»» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения данного комплекса, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/6 кВ «Преображенка», от которой будет запитан данный комплекс.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки промышленного парка, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выбранный вариант системы электроснабжения промышленного парка «Преображенка» соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

Список использованных источников

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).

2. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.

3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.

4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2013.

5. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. М. Изд. центр «Академия». 2012.

6. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

7. Алиев И. И. Казанский С. Б. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.

8. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. – М., 2000.

9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.

10. Козлов В. А. Городские распределительные сети /В. А. Козлов. – Л.: Энергия, 2012. – 274с.

11. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок / Р.Н. Карякин. – М.: Энергосервис. 2014. – 375с.

12. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчет нагрузки, распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
13. Шведов Г. В. Городские электрические распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Изд-во МЭИ, 2011.
14. Вахнина В. В. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие / В. В. Вахнина, О. В. Самолина, А. Н. Черненко, Т. А. Рыбалко. – Тольятти: ТГУ, 2015.
15. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения. Учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники; каф. "Электроснабжение и электротехника". – ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2016. - 78 с.
16. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Кнорринг Г. М. – М.: Оникс, 2012.
17. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. – М.: Высшая школа 2012.
18. Заземляющие устройства электроустановок: справочник / Р. К. Борисов и др. – М. Издательский дом МЭИ, 2013.
19. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
20. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с.
21. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
22. Computational methods for electric power systems, third edition / Mariesa L. Shelter, Taylor & Francis Group, LCC, 2016. – 333с.
23. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.
24. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition – CRC Press, New York, 2014.-320с.