Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)

Идентификационный код ВКР:667

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭС
_____А.О. Прокубовская
« _____ » _____ 2017 г.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профиля подготовки «Энергетика»
профилизации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 667

Исполнитель:
студент группы ЗЭС-403С П.А. Шуколюков

Руководитель:
канд. тех. наук, доцент В.И. Зеленцов

Нормоконтролер:
ст. преподаватель Т.В. Лискова

Екатеринбург 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 63 страницах, содержит 14 рисунков, 20 таблиц, 20источников литературы.

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПИТАЮЩАЯ ЛИНИЯ.

Объектом исследования является подстанция напряжением 110/10 кВ.

*Предметом исследования*является электрооборудование подстанции напряжением 110/10 кВ.

*Цель работы:*выполнить проектирование подстанции 110/10 кВ для электроснабжения металлургического предприятия.

В даннойработе был разработан наиболее оптимальный по экономическому критерию и по надежности электроснабжения потребителей вариант развития электрической сети и спроектирована понижающая подстанция 110/10 кВ.

Выполнено технико-экономическое сопоставление вариантов выбора трансформаторов и разработано руководство по эксплуатации и монтажу ограничителей перенапряжения.

ВВЕДЕНИЕ 5
1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И АНАЛИЗ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ 9
2. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 12
3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО И НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ № 8 16
4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 20
4.1. Проверка нагрузочной способности намеченных трансформаторов 21
4.2. Технико-экономическое сопоставление вариантов выбора трансформаторов 23
5. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 27
5.1. Выбор распределительного устройства высокого напряжения 28
5.2. Выбор распределительного устройства низкого напряжения 29
6. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 31
6.1. Выбор выключателей и разъединителей 31
6.2. Выбор ошиновки 35
6.3. Выбор трансформаторов тока 39
6.4. Выбор трансформаторов напряжения 44
6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд 46
6.6. Выбор источника бесперебойного питания 48
6.7. Выбор разрядников 51
7. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 52
8. ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И МОНТАЖУ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ 55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 64

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы уже длительное время являются основой электроэнергетики нашей страны. Передача электроэнергии от места производства к месту потребления имеет большое значение и решается сооружением линий электропередачи (ЛЭП).

Производство электроэнергии растет во всем мире, что сопровождается ростом числа электроэнергетических систем, которое идет по пути централизации выработки электроэнергии на крупных электростанциях и интенсивного строительства линий электропередач и подстанций.

Объектом исследования является подстанция напряжением 110/10 кВ.

Предметом исследования является электрооборудование подстанции напряжением 110/10 кВ.

Цель работы: выполнить проектирование подстанции 110/10 кВ для электроснабжения металлургического предприятия.

Задачи работы:

- выбрать силовые трансформаторы;
- провести технико-экономическое сопоставление вариантов развития сети;
- выбрать главную схему электрических соединений;
- выбрать оборудование подстанции.

Проектирование электрической сети является одной из основных задач развития электроэнергетических сетей и систем, обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надежного и экономичного функционирования электроэнергетической системы. При проектировании подстанций (ПС) важное значение имеют вопросы выбора трансформаторов. Для решения задачи выбора числа и единичной мощности трансформаторов необходимо обладать исходной информацией:

- о прилегающем участке сети электроэнергетической системы и режимах ее работы (число РУ ПС и их классы напряжения; схема подключения ПС и ЭСС и характеристика присоединений);

- об электропотреблении (графики нагрузки зимних и летних дней; максимум нагрузки и cosφ; характер потребителей и деление их по категориям надежности, наличие возможности их резервирования по потребительским сетям; наличие автономных источников питания и т.д.), о климатических условиях в районе сооружения ПС (данные о эквивалентных температурах окружающей среды; число летних и зимних дней в году);

- для технико-экономического сравнения вариантов (технические характеристики оборудования, его стоимость; статистическая информация о показателях надежности оборудования; сведения о величине удельных потерь от недоотпуска электроэнергии потребителям).

Нормами технического проектирования рекомендуется устанавливать на ПС два трансформатора, чтобы в случае отказа одного из них, оставшийся в работе мог частично или полностью обеспечить электроэнергией потребителей. Установка одного трансформатора на ПС допускается только в том случае, если отсутствуют потребители первой категории или существует возможность стопроцентного резервирования по потребительским сетям. Электрические РУ представляют собой сосредоточение узлов коммутационной аппаратуры, позволяющих изменять потоки энергии в сетях в нормальных и аварийных режимах вручную и автоматически.

Компоновка РУ заключается в размещении аппаратов и токопроводовв определенном порядке в соответствии с главной схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТЭ и ПТБ. РУ состоит из ряда аналогичных ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы (сборные шины, линии, трансформаторы) и содержит в общем случае коммутационный аппарат (выключатель), разъединители, измерительные трансформаторы. При проектировании РУ основное внимание уделяется требованиям обеспечения

надежной работы установки, безопасности и удобства эксплуатации, возможности расширения объекта. РУ 6-10 кВ, как правило, выполняются в виде полностью изготовленных на заводе комплектных шкафов внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки. Преимуществами таких РУ является большая надежность в работе, безопасность в обслуживании, компактность, экономичность. Ячейки соединяются между собой сборными шинами и имеют кабельные или воздушные вводы. В металлических шкафах КРУ(Н) размещаются коммутационные аппараты и разрядники, измерительные трансформаторы собственных нужд мощностью до 100 кВА. ОРУ сооружаются на свободных площадках с незагрязненной атмосферой, в противном случае требуется сооружение ЗРУ или повышение класса напряжения. К достоинствам ОРУ следует отнести сокращение объемов строительных работ, удобство расширения, хорошая обозреваемость, облегченная доступность. Однако для ОРУ требуется большая площадь, усиленная изоляция, подъём оборудования на специальные опоры.

Компоновку ОРУ разрабатывают с учётом следующих основных требований:

- расположение всей аппаратуры должно быть на одном уровне;
- применение для ошиновки гибких сталеалюминевых проводов;
- применение стационарных заземлителей, исключающих необходимость использования переносных заземлителей, при ремонтах аппаратуры ОРУ;
- свободный проезд механизмов и передвижных электротехнических лабораторий;
- в компоновках ОРУ по всем схемам под внутренней рабочей системой шин должна приниматься ступенчато-килевая установка разъединителей, что позволяет сократить ширину ОРУ и избежать второго круга ошиновки.

В даннойработе рассматривается развитие района электрической сети за счет подключения к существующей сети нового узла. При разработке проекта развития энергорайона следует проанализировать требования потребителей

электроэнергии и сформулировать основные требования в отношении надежности электроснабжения и качества электрической энергии. Эти требования определяют пути построения схем сети, необходимое число линий электропередачи и трансформаторов на подстанции.

Задачи проектирования электрической сети относятся к классу оптимизационных задач, однако, они не могут быть решены строго оптимизационными методами в связи с их большой сложностью, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи. В этих условиях проектирование электрической системы сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития, обеспечивающих надежное и качественное снабжение в нормальных и послеаварийных режимах.

Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надежности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И АНАЛИЗ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Для проектирования подстанции имеются следующие исходные данные:

1. Схема существующей электрической сети представлена на рисунке 1.
2. Проектируемая подстанция №8.
3. Планируемая нагрузка потребителей проектируемой подстанции составляет - 40 МВт, cosφ = 0,87.
4. Номинальные напряжения: $U_{ВН}$=110 кВ, $U_{НН}$= 10 кВ.
5. Потребители I категории составляют - 40%,потребители II категории составляют - 40% и потребители III категории составляют - 20 %.
6. Число зимних дней в году - 213.
7. Число летних дней в году -152.
8. Среднегодовая температура окружающей среды + 5°С.
9. Район проектирования - Урал.

Подстанция № 8 планируется для энергообеспечения потребителей мощностью 40 МВт. Максимальная полная мощность потребителей составит:

$$S_{max} = \frac{P_H}{\cos\varphi} = \frac{40}{0.87} = 45.977,$$

где S_{max}-максимальная полная мощность потребителей;

$P_н$- номинальная мощность.

Номинальное напряжение потребителей - 10 кВ.

Число отходящих линий электропередач 10 кВ составляет 18 шт.

Исходная электрическая сеть содержит 8 узлов. Узел № 10 является балансирующим, т.е. через него данная сеть связана с системой бесконечной (условно) мощности. Узел № 1 – это ГРЭС с четырьмя энергоблоками по 100 МВт каждый.

В таблице 1 приведен график нагрузки характерного зимнего и летнего дней.

Таблица 1 – График нагрузки характерного зимнего и летнего дней

Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Зима %	50	50	50	40	40	40	40	40	70	70	80	80
Лето %	40	40	40	30	30	30	30	30	60	60	60	70
Часы	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Зима %	80	100	100	100	100	40	40	80	90	60	40	40
Лето %	70	80	80	80	70	30	30	70	50	50	30	30

В таблице 2 приведены параметры существующей сети на одну цепь.

Таблица 2 - Параметры существующей сети на одну цепь

Линия	Длина, км	Марка провода	R_0, Ом/км	X_0, Ом/км	B_0, мСм/км	R, Ом	X, Ом	B, мСм	Цепи
1 – 3	30	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,6	12,15	84,3	2
1 – 2	42	АС-240	0,12	0,405	2,81	5,04	17,01	118,0	3
1 – 7	47	АС-240	0,12	0,405	2,81	5,64	19,04	132,1	3
4 – 2	45	АС-240	0,12	0,405	2,81	5,4	18,23	126,5	2
5 – 3	28	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,36	11,24	78,68	2
6 – 7	34	АС-240	0,12	0,405	2,81	4,08	13,77	95,54	2
5 – 10	32	АС-240	0,12	0,405	2,81	3,84	12,96	89,92	2

При разработке вариантов присоединения подстанции № 8 к исходной схеме необходимо учитывать, что в составе потребителей имеются потребители первой категории, электроснабжение которых должно обеспечиваться от двух независимых источников питания или следует предусмотреть строительство не менее двух параллельных линий.

В проекте необходимо привести расчеты нормальных и аварийных режимов всех рассматриваемых вариантов. Произвести выбор сечений проводов линий электропередач для каждого варианта, а также технико-экономическое сравнение вариантов. На основании чего выбрать наиболее оптимальный вариант

присоединения проектируемой подстанции к существующей сети. Следующим этапом провести проектирование понижающей подстанции 110/10 кВ, выбор числа и мощности силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, выбор оборудования и коммутационной аппаратуры. На рисунке 1 показана схема сети 110 кВ.

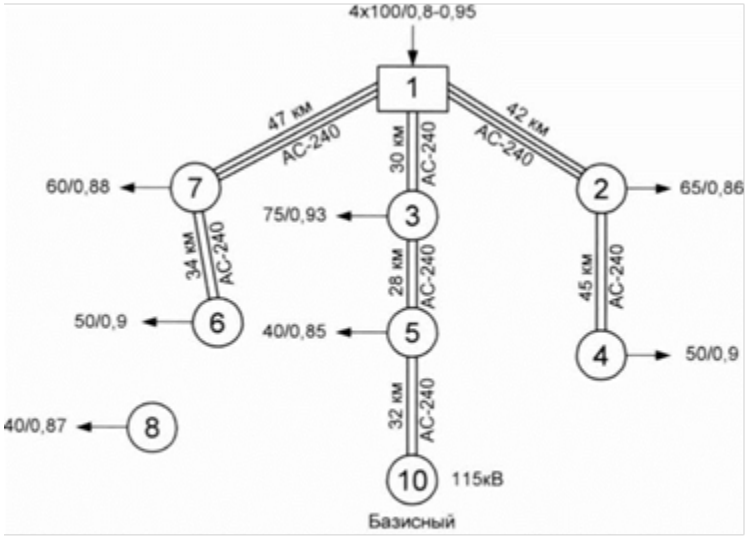

Рисунок 1 – Карта – схема сети 110 кВ

2. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ К СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Схемы электрических сетей с наименьшими приведенными затратами должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития сети и подключение новых потребителей. В проектной практике для построения региональной конфигурации сети применяют по вариантный метод, при котором для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения, выбирается лучший. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью.

Необходимо руководствоваться следующими положениями при составлении вариантов схемы сети:

- передача электроэнергии от источника к потребителям должна производится кратчайшим путем;
- разработку вариантов начинать с самых простых схем, требующих для создания сети наименьшего количества линий электропередачи и электрооборудования подстанций. К числу таких вариантов относятся схемы линий магистрального и замкнутого типов;
- вместе с более простыми вариантами следует рассмотреть и варианты схем с увеличенными капиталовложениями на сооружение линий и подстанций, где достигается большая эксплуатационная гибкость схемы или повышенная надежность электроснабжения. К числу таких схем относятся смешанные магистрально-радиальные схемы со сложно замкнутыми контурами;
- к использованию наиболее сложных и дорогих схем сетей следует переходить в тех случаях, когда простые схемы не удовлетворяют техническим

требованиям и критериям (например, при завышенном сечениях проводов, выбранных по допустимому нагреву или при больших потерях напряжения).

В итоге из всех вариантов целесообразно выбрать схемы, построенные по двум принципам:

- в виде схемы с односторонним питанием;
- в виде схемы замкнутого (кольцевого) типа.

Лучшая схема определяется по приведенным затратам.

В соответствии с ПУЭ потребители первой категории должны обеспечиваться от двух независимых источников питания (от двух секций шин районных подстанций). Для потребителей третьей категории допускается питание по одной линии при технико-экономическом обосновании такого варианта, то есть при учете ущерба от недоотпуска электроэнергии при перерыве питания.

Рассмотрим четыре варианта присоединения подстанции № 8 к исходной схеме электрической сети.

На рисунках 2 – 5 представлены варианты подключения проектируемой подстанции № 8.

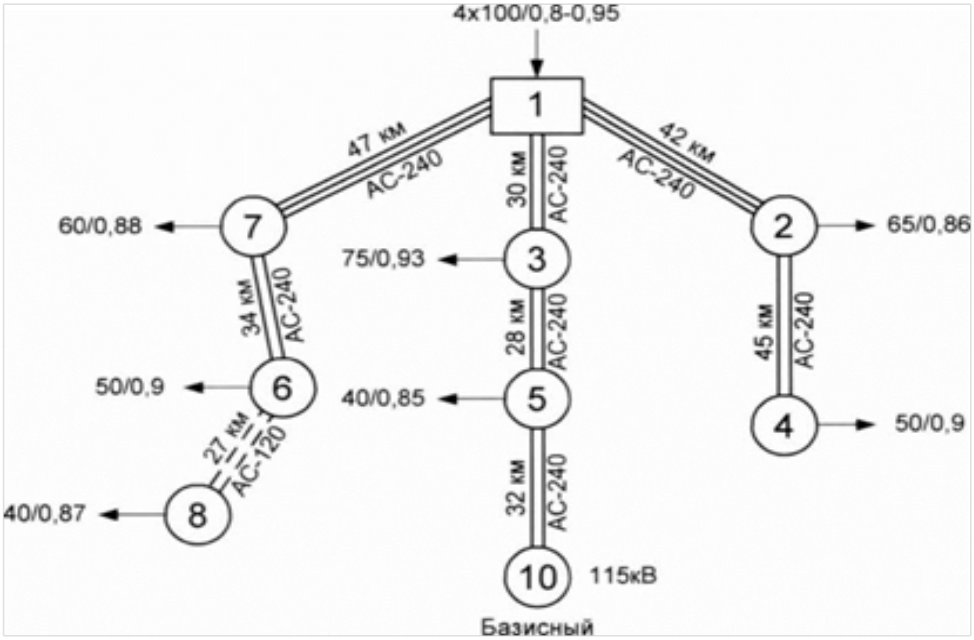

Рисунок 2 – Вариант № 1 подключения проектируемой подстанции № 8

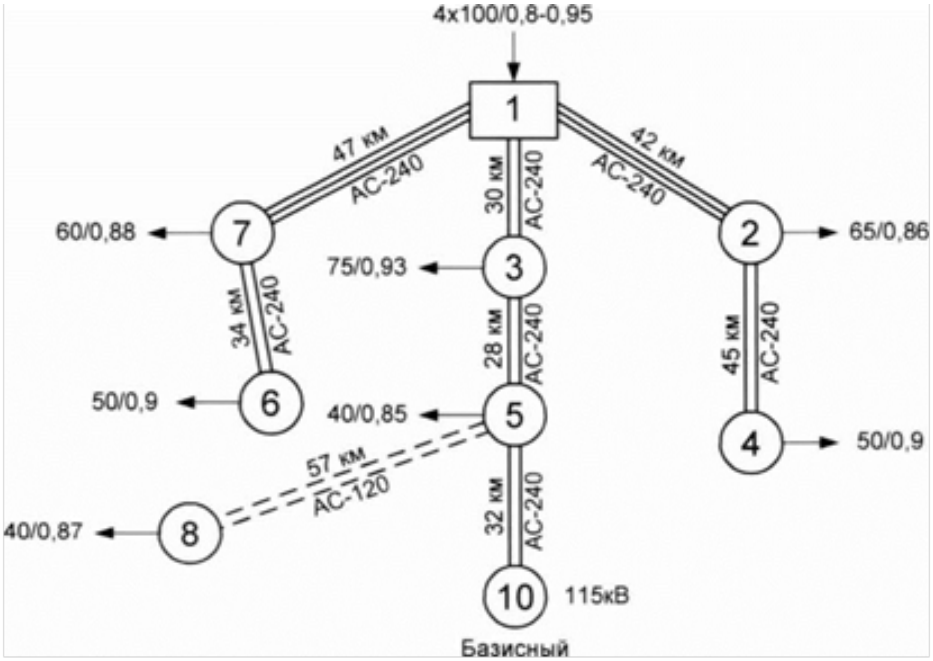

Рисунок 3 – Вариант № 2 подключения проектируемой подстанции № 8

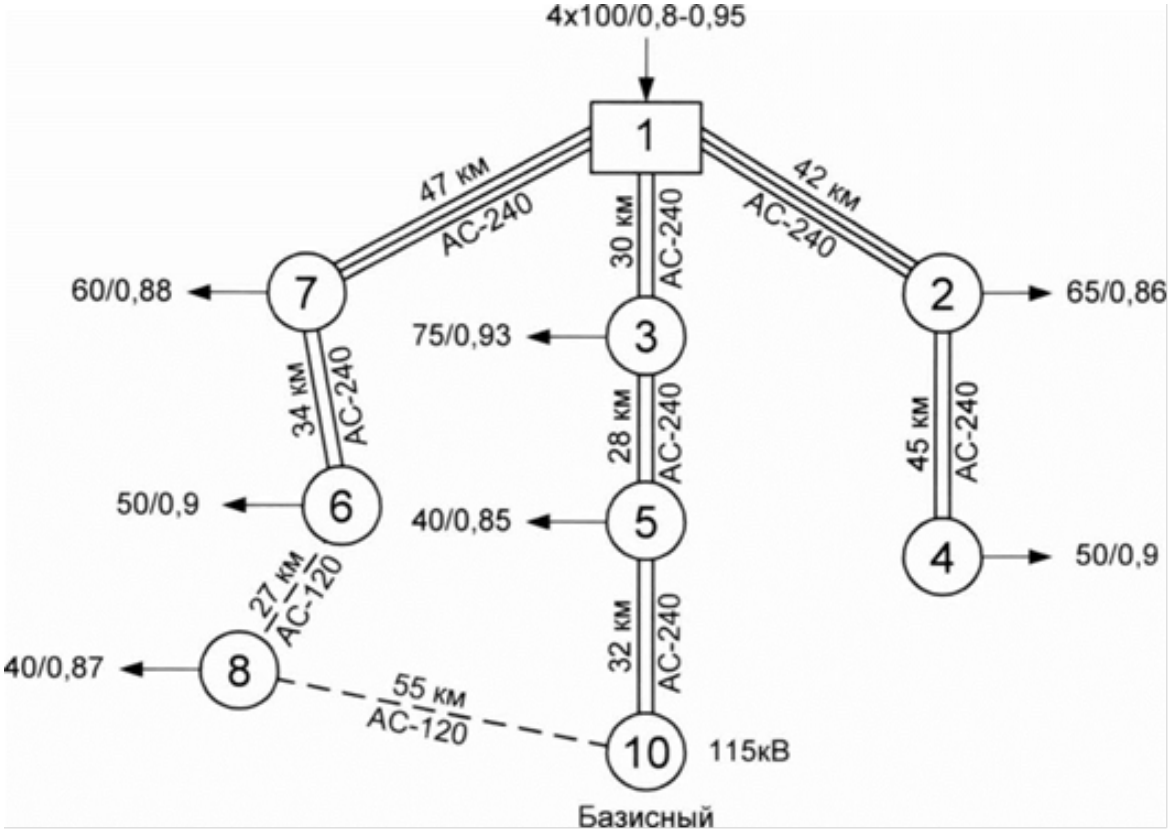

Рисунок 4 – Вариант № 3 подключения проектируемой подстанции № 8

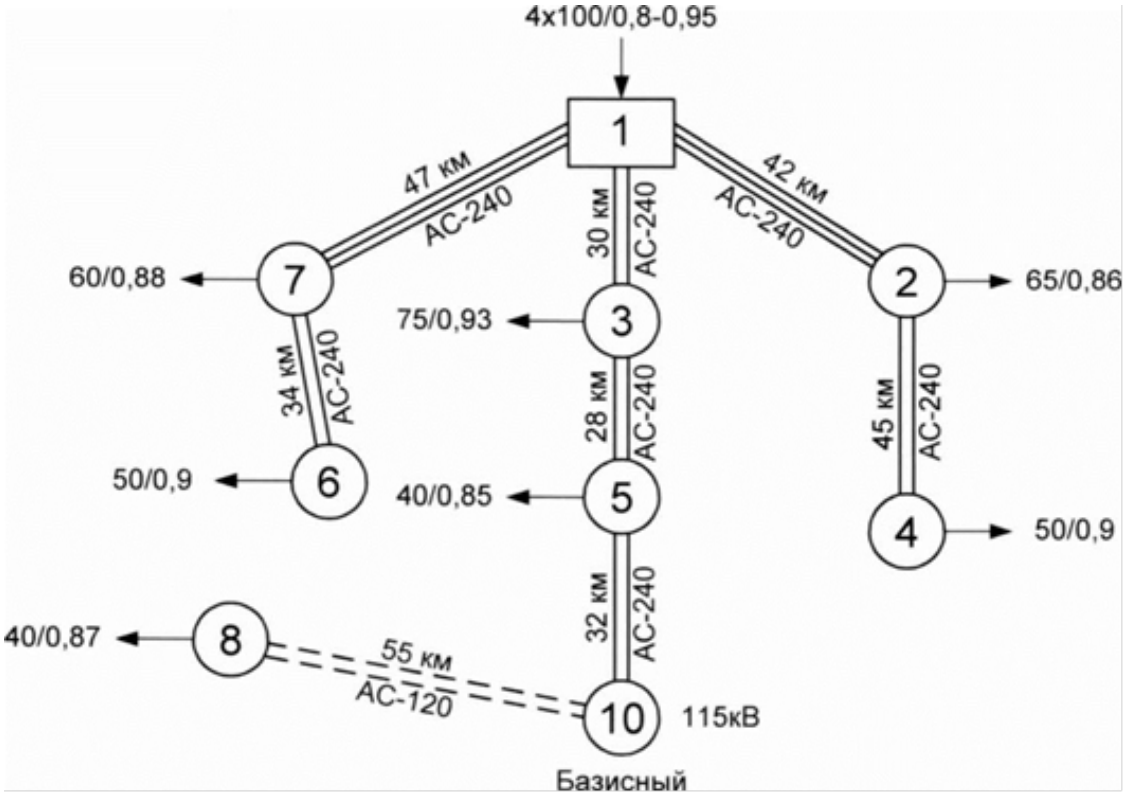

Рисунок 5 – Вариант № 4 подключения проектируемой подстанции № 8

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА СТОРОНЕ ВЫСШЕГО И НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ №8

Расчет релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем, выбор силового оборудования (выключателей, разъединителей), токоведущих частей невозможны без расчета токов короткого замыкания. Как правило, данная задача является трудоемкой с точки зрения эквивалентирования схемы сложных электроэнергетических систем и дальнейшего определения токов, протекающих по элементам ЭЭС при коротком замыкании в различных точках сети, в данном случае расчет токов короткого замыкания выполнен по программе ТКЗ 3000. Программа позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от замыканий на землю.

На рисунке 6 изображена схема замещения для программы ТКЗ 3000.

Параметры схемы замещения

E_1 =1,1;

$U_г$= 1,1·10,5=11,55 кВ;

$U_С$=115кВ;

$X_с$= 10 Ом;

$X_т$=34,7 Ом.

$X_В = 0{,}125 \cdot X_Т = 0{,}125 \cdot 34{,}7 = 4{,}34$ Ом;

$X_Н = 1{,}75 \cdot X_Т = 1{,}75 \cdot 34{,}7 = 60{,}72$ Ом;

$$S_{ном.г} = \frac{P_г}{\cos\varphi} = \frac{100}{0{,}8} = 125 \text{ МВА};$$

$$X_d^{''} = \frac{x_d^{''*} \cdot U_г^2}{S_{ном.г}} = \frac{0{,}19 \cdot 10{,}5^2}{125} = 0{,}1676 \text{ Ом};$$

$$к_{111/1} = \frac{115}{10{,}5} = 10{,}95;$$

$$к_{82/181} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Расчётные величины

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6). Ток в точке короткого замыкания 81, I_{81}=4434А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{81}=3,467+jl6,101 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6). Ток в точке короткого замыкания 181 I_{181}=16401 А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{181}=0,029+j0,406 Ом.

Раздельная работа трансформаторов (рисунок 6) при отключении 181-183 и 182-184. Ток в точке короткого замыкания81,I_{81}=44,34А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{81}=3,467+jl 6,101 Ом.

Раздельная работа трансформаторов (рисунок 6) при отключении 181-183 и 182-184. Ток в точке короткого замыкания 181, I_{181}=98,44А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{181}=0,029+j0,677 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6) при отключении линии 8-10. Ток в точке короткого замыкания 81, I_{81}=2325А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{81}=7,472+j30,381 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6) при отключении линии 8-10. Ток в точке короткого замыкания 181, I_{181}=12622А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{181}=0,062+j0,525 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6) при отключении линии 8-10 и 111-1. Ток в точке короткого замыкания 81, I_{81}=2229А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{81} =7,618+j31,853 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6), при отключении линии 8-10 и 111-1. Ток в точке короткого замыкания 181, I_{181}=12334А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{181}=0,064+j0,537 Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6), при отключении линии 81-6 и 111-1. Ток в точке короткого замыкания 81, I_{81}=2401А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{81} =6,959+j29,612Ом.

Параллельная работа трансформаторов (рисунок 6), при отключении линии 81-6 и 111-1. Ток в точке короткого замыкания 181, I_{181}=12789А. Сопротивление до точки несимметрииZ_{181}=0,058+j0,518 Ом.

При составлении расчётной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбираем режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания.

В качестве расчётной точки короткого замыкания принимаем точку, при повреждении в которой в цепи выбираемого аппарата или проводника будет наибольший ток.

Согласно расчёту, периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на высокой стороне силового трансформатора составляет $I_{П0}$ = 4,434кА.

Ударный ток

$$i_у = I_{П0} \cdot \sqrt{2} \cdot К_{уд} = 4{,}434 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}9 = 11{,}91 \text{ кА},$$

где $К_{уд}$=1,9;

$\tau_а$=0,11с (при коротком замыкании на сборных шинах повышенного напряжения станций с трансформаторами мощностью 30-100МВА).

Согласно расчёта периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени на низкой стороне силового трансформатора составляет $I_{П0}$ = 16,401 кА.

Ударный ток

$$i_у = I_{П0} \cdot \sqrt{2} \cdot К_{уд} = 16{,}401 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}85 = 42{,}91 \text{ кА},$$

где $К_{уд}$=1,85;

$\tau_а$=0,072с (при КЗ на сборных шинах вторичного напряжения станций с трансформаторами мощностью 30-100МВА).

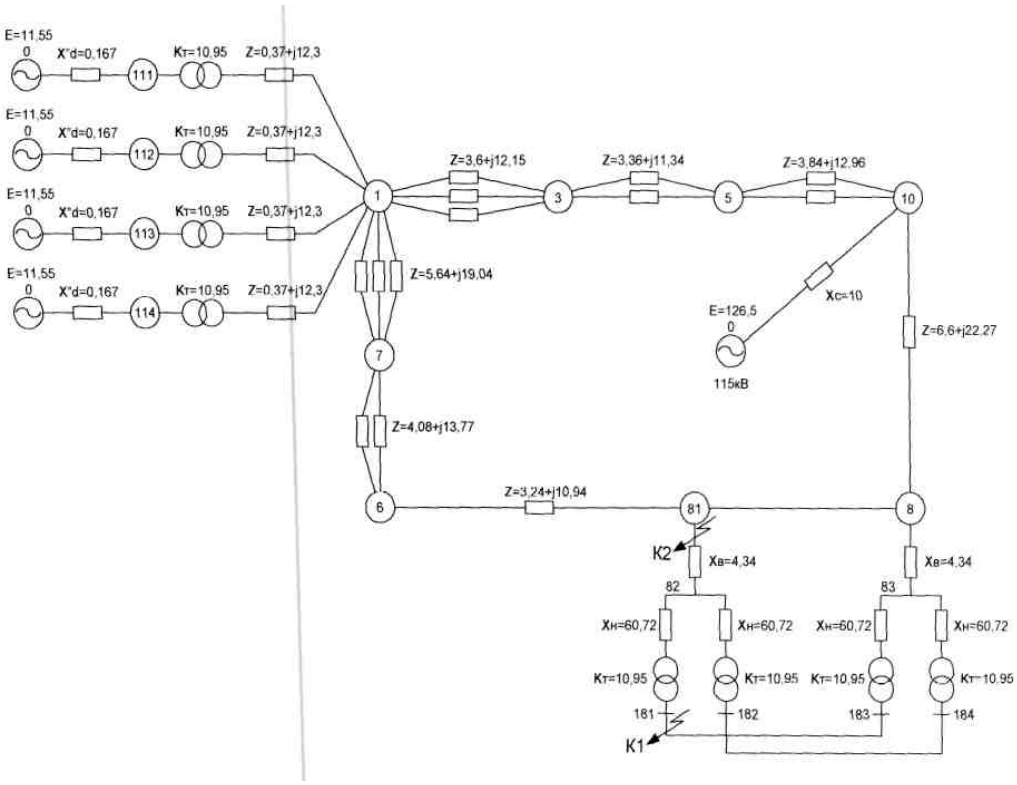

Рисунок 6 - Схема замещения сети для расчёта токов короткого замыкания и распределение токов трёхфазного короткого замыкания

4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На подстанции № 8 имеются потребители первой категории согласно задания, следовательно, по условиям надежности применение одного трансформатора не допускается. Применение же трех трансформаторов, как правило, приводит к значительному удорожанию распределительных устройств высокого и низкого напряжения. Поэтому при выборе мощности трансформаторов для технико-экономического сравнения вариантов будем исходить из случая двухтрансформаторной подстанции.

На проектируемой подстанции № 8 трансформаторы выбираются с учётом нагрузочной способности на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Выбор мощности трансформаторов будем осуществлять с учетом их перегрузочной способности исходя из возможности отключения в аварийном режиме различной доли потребителей третьей категории по следующей формуле:

$$S_{ном} = \frac{S_{нагр}^{max} \cdot (1 - \varepsilon)}{1{,}4 \cdot (N_T - 1)},$$

где $S_{нагр}^{max}$ - максимум нагрузки;

ε - доля отключаемых потребителей;

N_T – число трансформаторов подстанции;

1,4 – коэффициент допустимой перегрузки.

При $\varepsilon_1 = 0$

$$S_{1ном} = \frac{45{,}977 \cdot (1 - 0)}{1{,}4 \cdot (2 - 1)} = 32{,}8 \text{ МВА}.$$

При $\varepsilon_2 = 50\%$ потребителей II категории

$$S_{2ном} = \frac{45{,}977 \cdot (1 - 0{,}1)}{1{,}4 \cdot (2 - 1)} = 29{,}6 \text{ МВА}.$$

При $\varepsilon_3 = 100\%$ потребителей III категории

$$S_{3ном} = \frac{45{,}977 \cdot (1 - 0{,}2)}{1{,}4 \cdot (2 - 1)} = 26{,}3 \text{ МВА}.$$

Намечаем варианты трансформаторов по каталогу. Мощность трансформаторов должна быть ближайшей к полученным значениям.

Мощность одного трансформатора в узле № 8, будем определять упрощённо:

$$S_T \geq \frac{S_{нагр}^{max}}{1,4} = \frac{45,977}{1,4} = 32,84 \text{ МВА},$$

где S_T – мощность трансформатора;

$S_{нагр}^{max}$ – максимум нагрузки.

$$Q_8 = P_8 \cdot tg\varphi_8 = 40 \cdot 0.567 = 22.67 \text{МВАр}.$$

Предварительно выбираем трансформаторы типа ТРДН-25000/110 и ТРДН-40000/110.

Данные трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики трансформаторов

Марка трансформатора	$U_{нн}/U_{вн}$	$\Delta P_{хх}$, МВт	$Q_{хх}$, МВАр	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
ТРДН-25000/110	0,091	0,027	0,175	2,54	55,9
ТРДН-40000/110	0,091	0,036	0,26	1,4	34,7

Варианты выбираемых трансформаторов:

1. 2ТРДН-25000/110-У1.
2. 2ТРДН-40000/110-У1.

4.1. Проверка нагрузочной способности намеченных трансформаторов

Трансформаторы, находящиеся в работе, нагреваются за счет электрических потерь в обмотках и сердечнике. Благодаря естественному рассеянию и специальным системам охлаждения это тепло отводится, и трансформаторы при соблюдении заданных в ГОСТ ограничений работают в допустимом тепловом режиме. В простейшем случае неизменной нагрузки и температуры окружающей среды можно считать, что нагрев и охлаждение трансформатора подчиняются

экспоненциальному закону, при котором процессы практически устанавливаются за четыре постоянных времени (4τ). Благодаря большой тепловой инерции масляных трансформаторов (у большинства из них τ = 2-3 часа) время установления режима 8-12 часов. Реально вследствие неравномерности нагрузки потери и нагрев изменяются во времени. В часы недогрузки температура различных частей трансформаторов меньше установившихся значений, в часы перегрузки - наоборот. В дальнейших рассуждениях температура в градусах Цельсия будет обозначаться буквой θ, превышение температуры одной среды над другой - буквой ∂. Таким образом:

$\partial_{\text{м.н.}}$ - номинальное превышение температуры верхних слоев масла над температурой окружающей среды;

$\partial_{\text{ннт.т}}$ - то же, но для наиболее нагретой точки (части) обмотки (ННТ);

θ_0 - температура окружающей среды;

$\theta_{\text{м}}$ - температура верхних слоев масла;

$\partial_{\text{ннт}}$ - превышение температуры ННТ над температурой окружающей среды;

$\partial_{\text{м}}$ - превышение температуры верхних слоев масла над температурой окружающей среды;

$\partial_{\text{ннт.м}}$ – превышение температуры ННТ над температурой масла.

Систематические нагрузки (оба трансформатора в работе), зимний день. $S_{\text{зим}}^{\max} = 45{,}977$ МВА.

Расчет систематических перегрузок представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Систематические перегрузки

Вариант 1	Вариант 2
$S_{\text{ном}} = 2 \cdot 25 = 50 \geq 45{,}977$	$S_{\text{ном}} = 2 \cdot 40 = 80 \geq 45{,}977$

Таким образом, оба трансформатора удовлетворяют условию.

В таблицах 5 и 6 приведены результаты расчетов для вариантов с трансформаторами ТРДН-25000/110-У1 и ТРДН-40000/110-У1.

Таблица 5 – Результаты расчета для варианта с трансформатором ТРДН-25000/110-У1

	Зима		Лето	
Недоотпуск электроэнергии ΔW, МВт·ч/сут.	Систематические	Аварийные	Систематические	Аварийные
	0	37,5·cosφ = 37,5 · 0,87 = 32,63	0	6,553

Таблица 6 - Результаты расчета для варианта с трансформатором ТРДН-40000/110-У1

	Зима		Лето	
Недоотпуск электроэнергии ΔW, МВт·ч/сут.	Систематические	Аварийные	Систематические	Аварийные
	0	0	0	0

4.2. Технико-экономическое сопоставление вариантов выбора трансформаторов

Выбор варианта трансформатора из числа намеченных производится на основании технико-экономического сравнения, основанного на расчете приведенных затрат:

$З = Е_Н \cdot К + И + У$,

где $Е_Н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, в расчетах принимается $Е_Н = 0,12$;

К - капитальные вложения в сооружение данного варианта трансформатора, в общем случае включающие стоимость распределительных устройств ($К = К_{ТР} + К_{РУ}$);

И - издержки эксплуатации данного варианта, состоящие из издержек наамортизацию и обслуживание $И_{АО}$ и издержек, связанных с потерями энергии$И_{ПОТ}$. Иначе имеем$И = И_{АО} + И_{ПОТ}$;

У - ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в результате аварий, связанных с отключением трансформаторов, приведенный к одному году.

Капитальные вложения в трансформаторы определяются по заводской цене с учетом дополнительных расходов, связанных с транспортировкой, монтажом и наладкой:

$К_{ТР} = \lambda \cdot Ц_{ТР}$. λ зависит от мощности трансформатора и класса напряжения, для нашего случая принимаем $\lambda = 1$;

$К_{РУ}=0$, т.к. оба варианта содержат одинаковое число трансформаторов, а, следовательно, число присоединений к схеме РУ одинаково.

Издержки $И = И_{АО} + И_{ПОТ}$

$И_{АО} = (\gamma + \beta) \cdot К$. γ и β зависят от типа оборудования и класса напряжения, $(\gamma + \beta)=9{,}4\%= 0{,}094$.

$И_{ПОТ} = \alpha \cdot \Delta A$,

где α - удельная стоимость потерь ($1{,}7 \cdot 10^{-2}$ руб./кВт·ч);

ΔA - годовые потери электроэнергии.

$\Delta A = n_т \cdot \Delta P_{хх} \cdot 8760 + \Delta P_{кз} / n_т \cdot (S_{нагр.max}/ S_{нт})^2 \cdot \tau$.

Для определения τ необходимо определить T_{max}

$T_{max} = T_{max\ зим} + T_{maxлет}$;

$$T_{max.зим} = \frac{50 \cdot 3 + 40 \cdot 9 + 70 \cdot 2 + 80 \cdot 4 + 100 \cdot 4 + 90 \cdot 1 + 60 \cdot 1}{100} \cdot 213 = 3237{,}6 \text{ час.};$$

$$T_{max.лет} = \frac{40 \cdot 3 + 30 \cdot 9 + 60 \cdot 3 + 70 \cdot 4 + 80 \cdot 3 + 50 \cdot 2}{100} \cdot 152 = 1808{,}8 \text{ час.};$$

$T_{max} = 3237{,}6 + 1808{,}8\ 5604{,}4$ час.;

$T = (0{,}124 + 5046{,}4 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3461{,}8$;

$\Delta A_{25} = 2 \cdot 27 \cdot 8760 + 120 / 2 \cdot (45{,}98/25)^2 \cdot 3461{,}8 = 1175645$ кВт·ч/год;

$\Delta A_{40} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + 172 / 2 \cdot (45{,}98/40)^2 \cdot 3461{,}8 = 1024105$ кВт·ч/год;

$И_{ПОТ1} = 1{,}7 \cdot \Delta A_{25} = 1{,}7 \cdot 10^{-2} \cdot 1175645 = 19985{,}96$ руб.;

$И_{ПОТ2} = 1{,}7 \cdot \Delta A_{40} = 1{,}7 \cdot 10^{-2} \cdot 1024105 = 17409{,}79$ руб.;

$И_{АО1} = 0{,}094 \cdot 168 = 15{,}79$ тыс. руб.;

$И_{АО2}$ = 0,094 · 218 = 20,49 тыс. руб.;

$К_{25}$ = 91 · 2 · 0,09 = 15,12 тыс. руб.;

$К_{40}$ = 117 · 2 · 0,09 = 19,62 тыс. руб.;

$И_{25} = И_{АО1} + И_{ПОТ1}$ = 15,79 +19985,96 · 10^{-3} = 35,77 тыс. руб.;

$И_{40} = И_{АО2} + И_{ПОТ2}$ = 20,49 +17409,79 · 10^{-3} = 37,90 тыс. руб.

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте с 2ТРДН-25000/110.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии определим упрощенно, считая, что отключение трансформатора происходит в результате короткого замыкания в нем самом

$$У = y_0 \cdot \Delta W \cdot Т_{пр},$$

где У – ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в результате аварий, связанных с отключением трансформаторов, приведенный к одному году;

y_0 = 0,6 руб./кВт·ч.

$$Т_{пр} = n_т \cdot w_т \cdot Т_в,$$

где $Т_{пр}$ – вероятная длительность простоя трансформатора;

$n_т$ – количество трансформаторов;

$w_т$ – вероятность отказа трансформатора, $w_т$ = 0,2 отк./год;

$Т_в$ – время восстановления трансформатора, $Т_в$ = 60·10^{-3} лет/отказ.

$Т_в$ = 60 · 10^{-3}· 365 · 24 = 525,6 час/откл.

Отказы в зимний и летний периоды имеют различные недоотпуски электроэнергии потребителям. Разделим вероятную длительность простоя пропорционально числу зимних и летних дней

$Т_{пр}$ = 2 · 0,02 · 525,6 21,02 час/год;

$$Т_{пр}^{зим} = \left(\frac{Т_{пр}}{365}\right) \cdot t_{дн}^{зим} = \frac{21{,}02}{365} \cdot 213 = 12{,}3\,\frac{час}{год};$$

$$Т_{пр}^{лет} = \left(\frac{Т_{пр}}{365}\right) \cdot t_{дн}^{лет} = \frac{21{,}02}{365} \cdot 152 = 8{,}72\,\frac{час}{год};$$

$$\Delta W_{зим} = 32{,}63\ МВт \cdot \frac{ч}{сут};$$

$$\Delta W_{лет} = 5{,}7\ МВт \cdot \frac{ч}{сут};$$

$$У_з = \frac{у_0 \cdot \Delta W_{зим} \cdot Т_{пр}^{зим}}{24} = \frac{0{,}6 \cdot 32{,}63 \cdot 12{,}3}{24} = 10{,}03\ \frac{тыс.\,руб.}{год};$$

$$У_л = \frac{у_0 \cdot \Delta W_{лет} \cdot Т_{пр}^{лет}}{24} = \frac{0{,}6 \cdot 5{,}7 \cdot 8{,}72}{24} = 1{,}24\ \frac{тыс.\,руб.}{год}.$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии в варианте с 2ТРДН-40000/110 равен нулю.

$З_{25}$ = 0,12 · 168 + 35,77 + 10,03 + 1,24 = 67,2 тыс. руб.;

$З_{40}$ = 0,12 · 218 + 37,9 + 0 = 64,06 тыс. руб.

В таблице 7 приведено технико-экономическое сопоставление вариантов выбора трансформаторов.

Таблица 7 - Технико-экономическое сопоставление вариантов выбора трансформаторов

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
Тип трансформатора	ТРДН-25000/110-У1	ТРДН-40000/110-У1
Заводская стоимость, тыс. руб.	84	109
Капитальные вложения $Ц_{тр}$, тыс. руб.	2 · 84 = 168	2 · 109 = 218
Издержки на амортизацию и обслуживание, 0,09 $Ц_{тр}$	15,12	19,62
Годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год	1175645	1024105
Издержки на потери (стоимость годовых потерь), тыс. руб.	19,9	17,4
Недоотпуск электроэнергии зимой летом	 32,63 5,7	 0 0
Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, тыс. руб. зимой летом	 10,03 1,24	 0 0
Приведенные затраты по варианту, тыс. руб.	67,2	64,06
Соотношение затрат, %	105	100

5. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Схемы электрических соединений электроустановок должны быть выполнены прежде всего с учетом обеспечения необходимой надежности питания потребителей, должны быть возможно проще и нагляднее, должны обеспечивать удобства в эксплуатации оборудования и быть экономически целесообразны.

Чем проще и нагляднее схема соединений электроустановки, тем выше надежность ее работы и безопасность обслуживания, тем меньше первоначальные затраты на сооружение установки.

Наиболее надежными должны являться схемы установок, питающих потребителей первой категории. Однако из этого не следует делать вывод, что при питании потребителей третей категории на электроустановке может быть применена схема, осложняющая эксплуатацию установки или обуславливающая ее аварийность. Во всех случаях нужно стремиться обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей при экономической целесообразности схемы.

Главная схема (ГС) электрических соединений энергообъекта - это совокупность основного электротехнического оборудования, коммутационной аппаратуры и токоведущих частей, отражающая порядок соединения их между собой.

Основные назначения схем электрических соединений энергообъектовзаключается в обеспечении связи присоединений между собой в различных режимах работы. Именно это определяет следующие основные требования к ГС:

- надежность - повреждения в каком-либо присоединении или внутреннем элементе не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений;

- ремонтопригодность - вывод в ремонт какого-либо присоединения или внутреннего элемента не должны, по возможности, приводить к потере питания исправных присоединений и снижению надежности их питания;

- гибкость - возможность быстрого восстановления питания исправных присоединений;

- возможность расширения - возможность подключения к схеме новых присоединений без существенных изменений существующей части;

- простота и наглядность - для снижения возможных ошибок эксплуатационного персонала;

- экономичность - минимальная стоимость, при условии выполнения выше перечисленных требований.

Условно аварийные ситуации в ГС можно разбить на три группы:

- аварийные ситуации типа «отказ» - отказ какого-либо присоединения или элемента ГС, возникающий при нормально работающей ГС;

- аварийные ситуации типа «ремонт» - ремонт какого-либо присоединения или элемента ГС;

- аварийные ситуации типа «ремонт + отказ» - отказ какого-либо присоединения или элемента ГС, возникающий в период проведения ремонтов элементов ГС.

Все имеющиеся в настоящее время ГС построены, основываясь на следующих принципах подключения присоединений:

- присоединение коммутируется одним выключателем;
- присоединение коммутируется двумя выключателями;
- присоединение коммутируется тремя и более выключателями;
- упрощенные схемы электрических соединений - схемы в которых число силовых выключателей меньше числа присоединений.

5.1. Выбор распределительного устройства высокого напряжения

Проектируемая подстанция относится к числу проходных. Выбираем схему мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

На рисунке 7 приведена схема ОРУ-110 кВ подстанции № 8.

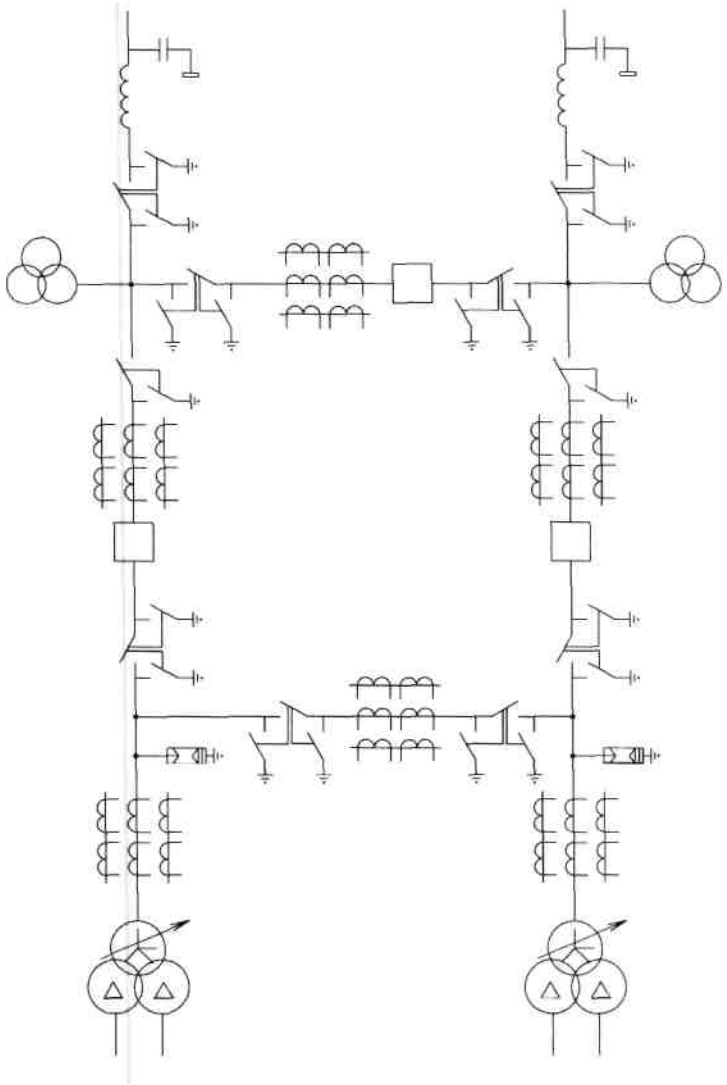

Рисунок 7 – Схема ОРУ-110 кВ подстанции № 8

5.2. Выбор распределительного устройства низкого напряжения

Число отходящих линий 18, следовательно, при числе линий на одну секцию не более шести, выбираем схему с двумя секционированными выключателями системы шин (рисунок 8). Схема использует расщепление трансформаторов, что даёт ограничение токов короткого замыкания.

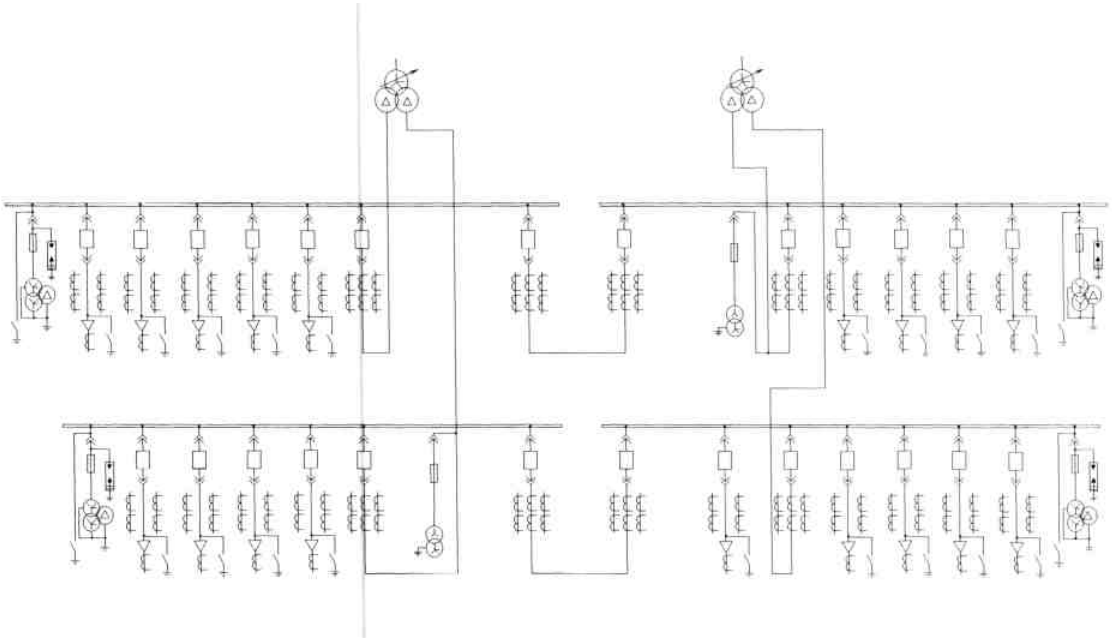

Рисунок 8 – Две одиночные, секционированные выключателями системы шин

6. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

6.1. Выбор выключателей и разъединителей

Намечаем выключатели ВГТ-110II-40, ВБЭ-10 и разъединители РНДЗ-1000-У1.

Выбор по условиям рабочего режима

Утяжелённый режим возникает, для сборных шин станций и подстанций, аппаратов и шин в цепях секционных и шиносоединительных выключателей при максимально возможных токах и наиболее неблагоприятных эксплуатационных режимах.

Максимальный рабочий ток, по которому надо выбирать выключатели и разъединители 110 кВ в цепи перемычки:

$$I_{раб\ 110}^{форс} = \frac{S_{зим}^{max} + S_{транзит}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{S_{зим}^{max} + S_{ПСТ8}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{45{,}98 + 30{,}4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}401 \text{ кА},$$

где $S_{зим}^{max}$-максимальная мощность зимой;

$S_{транзит}$ - мощность передаваемая;

$U_н$- номинальное напряжение.

Максимальный рабочий ток, по которому надо выбирать выключатели 10 кВ в цепи трансформаторов, а также секционные выключатели, определяется при использовании перегрузочной способности трансформатора, то есть один трансформатор должен взять на себя всю нагрузку при отключении другого, так как используется расщепление.

Выбор и проверка по режиму короткого замыкания

Проверка на электродинамическую стойкость

Электродинамическая стойкость выключателя задана номинальным током электродинамической стойкости в виде двух значений.

1. Действующее значение периодической составляющей тока $I_{дин}$.
2. Мгновенное амплитудное значение полного тока $i_{дин}$.

При проверке электродинамической стойкости выключателя $I_{дин}$ следует сопоставить с расчётным начальным периодическим током КЗ $I_{ПО}$ в цепи выключателя, а ток $i_{дин}$ с ударным током $i_у$ в той же цепи.

Номинальный ток отключения

При проверке выключателей на коммутационную способность расчетное время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов вычисляется так:

$\tau = t_{рз} + t_{св}$,

где $t_{рз} \approx 0{,}01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{сввгт} = 0{,}03$ с – собственное время отключения выключателя ВГТ110II-40;

$t_{сввбэ\ 1600} = 0{,}04$ с - собственное время отключения выключателя ВБЭ-10-31,5/1600;

$t_{сввбэ\ 630} = 0{,}04$ с - собственное время отключения выключателя ВБЭ-10-31,5/630.

$\tau_{вгт} = t_{сввгт} + t_{рз} = 0{,}03 + 0{,}01 = 0{,}04$ с;

$\tau_{вбэ\ 1600} = t_{сввбэ\ 1600} + t_{рз} = 0{,}04 + 0{,}01 = 0{,}05$ с;

$\tau_{вбэ\ 630} = t_{сввбэ\ 630} + t_{рз} = 0{,}04 + 0{,}01 = 0{,}05$ с.

Значение периодической и апериодических составляющих тока КЗ для момента отключения КЗ

$$i_{а\tau}^{110} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО(110)} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_а}} = \sqrt{2} \cdot 4.434 \cdot e^{-\frac{0{,}04}{0{,}11}} = 4{,}359 \text{ кА};$$

$$i_{а\tau}^{10.вбэ\ 1600} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО(10)} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_а}} = \sqrt{2} \cdot 16.401 \cdot e^{-\frac{0{,}05}{0{,}072}} = 11{,}58 \text{ кА};$$

$$i_{а\tau}^{10.вбэ\ 603} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО(10)} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_а}} = \sqrt{2} \cdot 16.401 \cdot e^{-\frac{0{,}05}{0{,}072}} = 11{,}58 \text{ кА}.$$

При КЗ в точке, относительно которой подсчитано сопротивление системы, действующее значение периодической составляющей не изменяется во времени и равно $I_{nt}=I_{n0}$.

Сравнение производим по двум значениям:

1. Периодическая слагающая

$I_{нт} \leq I_{н.откл}$,

где $I_{н.откл}$ - номинальный ток отключения выключателя.

2. Полный ток

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл}\left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right),$$

где $\beta_н$ - номинальное процентное содержание апериодической составляющей по каталогу.

Значение $\tau_{вгт}$=0,04 с, следовательно, значение $\beta_{ном}$ = 38%; $\tau_{вмпэ\ 630}$= $\tau_{вмпэ\ 1600}$ = 0,05 с, следовательно,$\beta_{ном}$ = 30% [3, стр. 382, рис. 7-3.].

Номинальный тепловой импульс

$$B_к \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн},$$

где $I_{тн}$ - номинальный ток термической стойкости аппарата;

$t_{тн}$ - номинальное время термической стойкости аппарата.

$$B_н^{110} = I_{ПО(110)}^2 \cdot (\tau + \tau_а) = 4{,}434^2 \cdot (0{,}04 + 0{,}11) = 2{,}949\ кА^2с;$$

$$B_н^{вбэ\ 630} = I_{ПО(10)}^2 \cdot (\tau + \tau_а) = 16{,}401^2 \cdot (0{,}05 + 0{,}072) = 32{,}82\ кА^2с;$$

$$B_н^{вбэ\ 1600} = I_{ПО(10)}^2 \cdot (\tau + \tau_а) = 16{,}401^2 \cdot (0{,}05 + 0{,}072) = 32{,}82\ кА^2с.$$

При проверке термической стойкости расчётное время действия тока КЗ определяют суммой времени действия основной защиты, установленной на ближайшем к месту КЗ выключателе, и полного времени отключения этого выключателя.

Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Параметры аппаратов		
		ВГТ-110II-40/2500У1	РНДЗ.2-110/1000У1	РНДЗ.1-110/1000У1
$U_{уст} \leq U_н$	110 кВ	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.форс} \leq I_{ном}$	0,401 кА	2,5 кА	1кА	1кА
$I_{П0} \leq I_{дин}$	4,434 кА	40 кА	80 кА	80 кА
$I_у \leq i_{дин}$	11,91 кА	102 кА	-	-
$I_{Пτ} \leq I_{н.откл}$	4,434 кА	40 кА	-	-
$\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл}(1 + \frac{\beta_н}{100})$	10,63 кА	78,06 кА	-	-
$B_к \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	2,949 кА^2·с	4800 кА^2·с	3969 кА^2·с	3969 кА^2·с

Предварительно выбранные выключатели и разъединители на стороне 110 кВ условиям выбора удовлетворяют.

Выбор выключателей на низкой стороне трансформаторов и секционных выключателей приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Выбор выключателей на низкой стороне трансформаторов и секционных выключателей

Условие выбора	Расчетные данные	Параметры аппаратов
		ВБЭ-10-31,5/1600 УХЛ2
$U_{уст} \leq U_н$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.форс} \leq I_{ном}$	1,327 кА	1,6 кА
$I_{П0} \leq I_{дин}$	16,401 кА	31,5 кА
$I_у \leq i_{дин}$	42,91 кА	80 кА
$I_{Пτ} \leq I_{н.откл}$	16,401 кА	31,5 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл}(1 + \frac{\beta_н}{100})$	34,77 кА	57,92 кА
$B_к \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	32,82 кА^2·с	2977 кА^2·с

В таблице 10 приведен выбор выключателей отходящих соединений 10 кВ.

Таблица 10 - Выбор выключателей отходящих соединений 10 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Параметры аппаратов
		ВБЭ-10-31,5/1600 УХЛ2
$U_{уст} \leq U_н$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.форс} \leq I_{ном}$	-	0,63 кА
$I_{П0} \leq I_{дин}$	16,401 кА	31,5 кА
$I_у \leq i_{дин}$	42,91 кА	80 кА
$I_{Пτ} \leq I_{н.откл}$	16,401 кА	31,5 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл}(1 + \frac{\beta_н}{100})$	34,77 кА	57,92 кА
$B_к \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	32,82 кА^2·с	2977 кА^2·с

Предварительно выбранные выключатели 10 кВ условиям выбора удовлетворяют.

На низком напряжении, исходя из вышеизложенных расчетов, выбираем КРУ внутренней установки К-61М. Номинальные данные этого КРУ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технические характеристики КРУ К-61М

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальные токи шкафов КРУ, А	630, 1000 ,1600, 2000, 2500, 3150
Номинальные токи сборных шин, А	2000, 3150
Номинальный ток отключения для шкафов с выключателями, кА	31,5, 40,1
Типы выключателей	LF-2,LF-3, ВВЭ-М-10, ЭВОЛИС, ВБЭ-10
Габаритные размеры (ширина/глубина/высота), мм	750/1125х1300х2150

6.2. Выбор ошиновки

Выбор ошиновки на высшем напряжении

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС. Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по экономической плотности тока.

Согласно [7] проверке по экономической плотности тока не подлежат сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений. По длительно допустимому току (проверка сечения на нагрев):

$I_{max} \leq I_{дл.доп}$;

$I_{раб}^{макс} = I_{раб\ 110}^{форс} = 401$ А.

Допустимое сечение АС-150/19 [2, табл.1.13].

Длительно допустимый ток

$I_{дл.доп.табл} = 450А > 401$ А.

По условиям возникновения короны:

$E<E_0$.

Проверка может не производиться, так как минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ 70 мм^2 меньше используемого АС-150/19.

По минимальной площади сечения проводника:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \leq q,$$

где q_{min} – минимальная площадь сечения проводника по условию термическойстойкости;

$B_к$ - тепловой импульс тока короткого замыкания;

С - значение функции для алюминиевых шин.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{3{,}342 \cdot 10^6}}{96} = 19{,}87 мм^2 < 150\ мм^2.$$

С = 92 А·с$^{1/2}$ / мм^2[4, табл. 2.72].

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. При таких расстояниях силовые взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчёт на электродинамическое усилие для гибких шин не производим, если

$I_{кз}$< 20 кА ($I_{п0}$ = 4,434 кА < 20 кА).

Выбор ошиновки на низшем напряжении

В ЗРУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими шинами из алюминия. Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновок в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения по нагреву (по допустимому току)

$$I_{раб}^{макс} \leq I_{дл.доп}^{табл};$$

$$I_{раб}^{макс} = I_{раб.форс} = 1{,}327\ кА = 1327\ А.$$

Принимаем однополосную алюминиевую шину 100^{x}8 мм, допустимый длительный ток

$$I_{дл.доп}^{табл} = 1625\ А$$[1, таб.7.3].

Допустимый ток для данного сечения $I_{дл.доп.табл}$=1625А > 1327А, следовательно, шины данного сечения проходят по условию нагрева.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{47{,}61 \cdot 10^6}}{92} = 75 мм^2 < 800\ мм^2.$$

Выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки.

Проверка шин на электродинамическую стойкость

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил.

Механическая система шины-изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний f_0> 200 Гц или f_0< 30 Гц. Пользуясь выражением для определения собственных частот алюминиевых шин в одночастотных системах, определим длину пролета, при которой исключен механический резонанс.

Располагаем шины на ребро (рисунок 9).

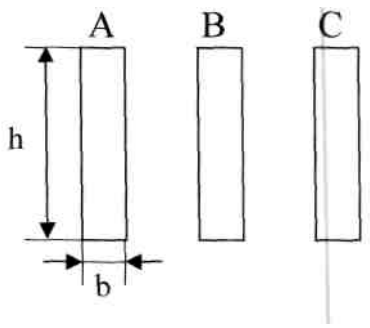

Рисунок 9 – Расположение шин на ребро

$$f_0 = \frac{173{,}2}{l_2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}$$ [3, стр. 402],

где l– длина пролета между изоляторами, м;

q – поперечное сечение шины, $см^2$;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы.

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{0,43}{8}} = 0,2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{0.2} = 0.45 \text{ м};$$

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{10 \cdot 0,8^3}{12} = 0,43 \text{ см}^4,$$

где h = 10 см;

b = 0,8 см.

Длина пролета должна быть не более 0,45 м.

Располагаем шины плашмя (рисунок 10)

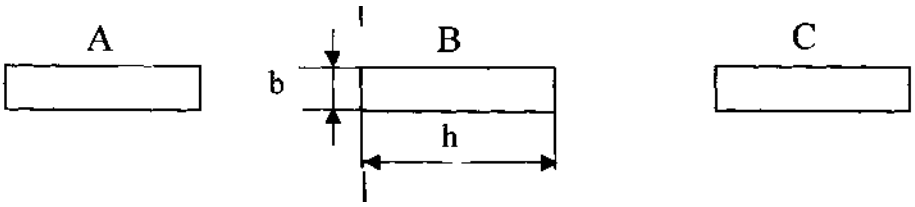

Рисунок 10 – Расположение шин плашмя

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{200}\sqrt{\frac{66,67}{8}} = 2,50 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м};$$

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,67 \text{ см}^4.$$

Длина пролета должна быть не более 1,58 м.

Вариант расположения шин на изоляторах плашмя позволяет увеличить длину пролёта до 1,58 м, т.е. даёт значительную экономию изоляторов. Принимаем расположение шин плашмя:

- пролёт – 1 м;
- расстояние между фазами - 0,8 м.

Проверяем шины на механическую прочность. Момент сопротивления сечения шины относительно оси перпендикулярно действию силы:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,008 \cdot 0,1^2}{6} = 0,00001333 \text{ м}^3,$$

где $W_п$ – момент сопротивления одной полосы, см.

Напряжение в материале шины:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_y^2 \cdot l^2}{\xi \cdot aW} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{42910^2 \cdot 1^2}{10 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}00001333} \cdot 10^{-7} = 4370616 \text{ Па} = 2{,}991 \text{ Мпа},$$

где а – расстояние между фазами, м;

$I_у$ – ударный ток, А;

l – расстояние между соседними изоляторами одной фазы;

ξ – коэффициент, равный 10 для крайних пролетов и 12 для остальных пролетов.

Ошиновка удовлетворяет всем требованиям.

6.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

- по конструкции и классу точности;
- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по первичному току $I_{раб} \leq I_{ном}$;
- по динамической стойкости;
- по термической стойкости:

$B_{красч} \leq (K_т \cdot I_{ном})^2 \cdot t_т$;

$B_{красч} < I_{тер}^{2} \cdot t_т$,

где $K_т$ - кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Все соединения во вторичных цепях трансформаторов тока следует выполнять алюминиевыми проводами или кабелями с алюминиевыми жилами. Для алюминиевого кабеля принимают ближайшее большее сечение, но по условию прочности не менее 4мм^2.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются.

Выбор трансформатора тока на высшем напряжении

На подстанциях в цепи ТТ понизительного двухобмоточного трансформатора на высокой стороне измерительных приборов не устанавливается.

В цепи ВЛ - амперметр, ваттметр, варметр, расчетные счетчики активной энергии, на линиях с двусторонним питанием - два счетчика активной энергии. В цепи перемычки - амперметр. В таблице 12 приведены предполагаемые нагрузки на трансформаторе тока.

Таблица 12 – Потребление мощности токовыми катушками трансформаторов тока 110 кВ

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, ВА			Примечание
		А	В	С	
Амперметр	Э-355	-	0,5	-	Цепь линии
Ваттметр	Д-355	0,5	-	0,5	
Варметр	Д-355	0,5	-	0,5	
Счетчик учета активной энергии	СА4У-И670М	2,5	-	2,5	
Счетчик учета реактивной энергии	СА4У-И670М	2,5	-	2,5	
Сумма		6	0,5	6	
Амперметр	Э-355	-	0,5	-	Цепь перемычки

Цепь линии

В номинальном режиме по трансформатору тока протекает ток 5А. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2=r_2$.

$R_2 = R_{приб} + R_{пров} + R_к$.

Общее сопротивление приборов

$$R_{приб} = \frac{S_{н.приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{6}{5^2} = 0{,}24 \text{ Ом}.$$

Нагрузка трансформатора тока не должна превышать допустимую нагрузку трансформатора тока в данном классе точности, она складывается из сопротивления соединительных проводов и приборов, установленных в цепи данного трансформатора тока, сопротивления контактных соединений, которое принимается равным 0,1 Ом при количестве приборов больше двух.

$R_{2ТТ} \leq R_{приб} + R_{конт} + R_{пров}$, Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$R_{пров} \leq R_{2ТТ\ ном} - R_{приб} - R_{конт}$, Ом,

где $R_{конт}$ = 0,05 Ом – сопротивление контактов при двух-трех приборах;

$R_{конт}$ = 0,1 Ом – сопротивление контактов при большем числе приборов.

Зная длину проводов, необходимо определить минимальные сечения проводов, при котором нагрузка ТТ будет находиться в допустимых пределах для данного класса точности ТТ.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{R_{ПРОВ}}, мм^2,$$

где $l_{расч}$ – для полной звезды;

l = 80 м – для подстанции 110 кВ[3, стр. 375];

ρ = 0,0283 Ом·мм^2/мм – удельное сопротивление алюминия.

Намечаем трансформатор ТФЗМ 110Б-I-У1 с классом точности 0,5/10Р/10Р для цепи линии. Расчетные и каталожные данные трансформатора приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Расчетные и каталожные данные трансформатора ТФЗМ 110Б-I-У1

Условие выбора	Расчетные величины	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.max} \leq I_{ном}$	401 А	300-600 А
$I_у \leq i_{дин}$	11,91 кА	63-126 кА
$B_к \leq B_t$	1,07 кА^2·с	39-78 кА^2·с
$R \leq R_{нагр}$	0,94 Ом; 0,67 Ом	1,2 Ом

$$R_{ПРОВ} \leq R_{2ТТ.НОМ} - R_{ПРИБ} - R_{КОНТ} = 1{,}2 - 0{,}24 - 0{,}1 = 0{,}86\ Ом;$$

$$q = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{R_{ПРОВ}} = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{0{,}86} = 2{,}6 мм^2.$$

Принимаем кабель АКРВГ, q = 4 мм^2

$$R_{ПРОВ.расч} = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{4} = 0{,}6\ Ом;$$

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ.расч} + R_{КОНТ} = 0{,}24 + 0{,}6 + 0{,}1 = 0{,}94\ Ом.$$

Цепь перемычки

$$R_{приб} = \frac{S_{н.приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$R_{ПРОВ} \leq R_{2ТТ.НОМ} - R_{ПРИБ} - R_{КОНТ} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{R_{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,08} = 2,1 \text{мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРВГ, q = 4 мм^2

$$R_{ПРОВ.расч} = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,6 \text{ Ом};$$

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ.расч} + R_{КОНТ} = 0,02 + 0,6 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}.$$

Выбор трансформатора тока на низшем напряжении

В цепи ТТ понизительного двухобмоточного трансформатора на низкой стороне устанавливаются - амперметр, ваттметр, варметр, счетчики учета активной и реактивной энергии.

В цепи линии 10 кВ - амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

В цепи секционного выключателя - амперметр.

В таблице 14 приведены предполагаемые нагрузки на трансформаторе тока.

Таблица 14 – Потребление мощности токовыми катушками трансформаторов тока 10 кВ

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, ВА			Примечание
		А	В	С	
Амперметр	Э-355	-	0,5	-	Цепь трансформатора
Ваттметр	Д-355	0,5	-	0,5	
Варметр	Д-355	0,5	-	0,5	
Счетчик учета активной энергии	СА4У-И670М	2,5	-	2,5	
Счетчик учета реактивной энергии	СА4У-И670М	2,5	-	2,5	
Сумма		6	0,5	6	
Амперметр	Э-355	-	0,5	-	Цепь линии
Счетчик учета активной энергии	СА4У-И670М	2,5	-	2,5	
Счетчик учета реактивной энергии	СА4У-И673М	2,5	-	2,5	

Сумма		5	0,5	5	
Амперметр	Э-355	-	0,5	-	Цепь секционного выключателя

Намечаем трансформаторы типа ТПОЛ-10-УЗ, его характеристики представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Расчетные и каталожные данные трансформатора ТПОЛ-10-УЗ

Условие выбора	Расчетные величины	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.max} \leq I_{ном}$	1327 А	1500 А
$I_у \leq i_{дин}$	42,91 кА	95,46 кА
$B_к \leq B_t$	47,67 $кА^2 \cdot с$	2187 $кА^2 \cdot с$
$R \leq R_{нагр}$	0,27 Ом; 0,37 Ом; 0,1 Ом	0,4 Ом

Выбираем контрольный кабель. Цепь линии:

$R_{приб} = \frac{5}{5^2} = 0{,}2$ Ом;

$R_{ПРОВ.} \leq 0{,}4 - 0{,}2 - 0{,}1 = 0{,}1$ Ом.

Принимаем l = 4,8 м [3, стр. 375];

$l_{расч} = \sqrt{3}l$ при соединении трансформаторов тока в неполную звезду.

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot \sqrt{3 \cdot 4{,}8}}{0{,}1} = 1{,}07 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРВГ, S = 4 $мм^2$

$R_{ПРОВ.расч} = \frac{р \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0{,}0283 \cdot 4{,}8}{4} = 0{,}03$ Ом;

$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ.расч} + R_{КОНТ} = 0{,}2 + 0{,}03 + 0{,}05 = 0{,}28$ Ом.

Цепь трансформатора

$R_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0{,}24$ Ом;

$R_{ПРОВ} \leq 0{,}4 - 0{,}24 - 0{,}1 = 0{,}06$ Ом;

$l = 4{,}8$ м;

$q = \frac{0.0283 \cdot 4{,}8}{0{,}06} = 2{,}3 \text{ мм}^2.$

Принимаем кабель АКРВГ, S = 4 $мм^2$

$R_{ПРОВ.расч} = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 4,8}{4} = 0,03$ Ом;

$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ.расч} + R_{КОНТ} = 0,24 + 0,03 + 0,1 = 0,37$ Ом.

Цепь секционного выключателя

$R_{приб} = \frac{S_{н.приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02$ Ом;

$R_{ПРОВ} \leq R_{2ТТ.НОМ} - R_{ПРИБ} - R_{КОНТ} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33$ Ом;

l = 4,8 м;

$q = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{R_{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 4,8}{0,33} = 0,41$ мм^2.

Принимаем кабель АКРВГ, S = 4 мм^2

$R_{ПРОВ.расч} = \frac{p \cdot l_{РАСЧ}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 4,8}{4} = 0,03$ Ом;

$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ.расч} + R_{КОНТ} = 0,02 + 0,03 + 0,05 = 0,1$ Ом.

6.4. Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производится по: напряжению установки; конструкции и схеме соединения обмоток; классу точности; вторичной нагрузке

$S_{2\Sigma} < S_{ном}$,

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения;

$S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, для однофазных трансформаторов соединённых в звезду - суммарная мощность трёх фаз, для соединённых по схеме открытого треугольника - удвоенная мощность одного трансформатора.

При ориентировочных расчётах суммарную нагрузку можно определить приближённо без учёта схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} \approx \sqrt{\left(\sum S'_{приб} cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S'_{приб} sin\varphi_{приб}\right)^2},$$

где $\sum S'_{приб}$- мощность, потребляемая всеми параллельными цепями данного прибора.

Выбор трансформаторов напряжения на высшем напряжении

Кроме измерительных приборов линий с двухсторонним питанием: фиксирующего прибора (U_0), ваттметра, варметра, двух счётчиков активной энергии, на ТН-110 кВ дополнительно потребители - вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений, частотомер; вольтметр регистрирующий.В таблице 16 приведены предполагаемые нагрузки на трансформаторе напряжения.

Таблица 16 – Нагрузка на трансформаторе напряжения в цепи линии 110 кВ

Наименование прибора	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	Число приборов	Общая мощность	
						P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-355	2	1	1	1	2	-
Вольтметр регистриру-ющий	Н-393	10	1	1	1	10	-
Частотомер	Н-397	7	1	1	1	7	-
Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	-	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Варметр	Д-355	1,5	2	1	1	3	-
Счетчик активной энергии	СА4УИ 670М	3	2	0,38	2	4,6	11,1
ИТОГО:						32,6	11,1

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

$$S_{2\sum} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{32{,}6^2 + 11{,}1^2} = 34{,}4\ BA.$$

Выбираем три трансформатора напряжения НКФ-110-83У1 соединённых по схеме звезда, с $S_{ном}$= 3·400 =1200 ВА - в классе точности 0,5, необходимом для

подключения счётчиков; $U_{ном}$ = 110кВ. Таким образом ТН-110 кВ будет работать в выбранном классе точности.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм^2 по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов напряжения на низшем напряжении. В таблице 17 приведены предполагаемые нагрузки.

Таблица 17 – Нагрузка на трансформаторе напряжения 10 кВ

Наименование прибора (одна секция)		Тип	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	трансформатор	Э-355	2	1	1	1	2	-
Вольтметр с переключе-нием		Э-355	2	1	1	1	2	-
Ваттметр		Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Варметр		Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Счетчик активной энергии		СА4УИ 670М	3	2	0,38	1	2,04	14,6
Счетчик реактивной энергии		СА4УИ 673М	3	2	0,38	1	2,04	14,6
Счетчик активной энергии	линия	СА4УИ 670М	3	2	0,38	5	10,2	73
Счетчик реактивной энергии		СА4УИ 673М	3	2	0,38	5	10,2	73
ИТОГО:							34,5	175,2

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34{,}5^2 + 175{,}2^2} = 178{,}6 \text{ ВА}.$$

Выбираем для установки три трансформатора напряжения ЗНОЛ.06-10УЗ, соединённых по схеме звезда, с $S_{ном}$=3·75 =225 ВА - в классе точности 0,5, необходимом для подключения счётчиков; $U_{НОМ}$=10 кВ. Таким образом ТН-10 кВ будет работать в выбранном классе точности.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм^2 по условию механической прочности.

6.5. Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа оборудования. Наиболее ответственными потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35 - 750 кВ устанавливается два трансформатора собственных нужд.

В учебном проектировании можно по ориентировочным данным [3, табл. П6.1 и П6.2.] определить нагрузки собственных нужд подстанции $P_{уст}$, кВт.

В таблице 18 приведен расчет трансформатора собственных нужд.

Таблица 18 – Подсчет нагрузки на трансформаторе собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	Нагрузка	
	кВт	кол-во		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Охлаждение ТРДН-40000	3	2	0,85	6	3,7
Подогрев КРУ-10 кВ	1	32	1	32	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6	10	1	6	-
Отопление и освещение ОПУ	60	-	1	60	-
Освещение ОРУ	2	-	1	2	-
Освещение, вентиляция ЗРУ	5	-	1	5	-
ИТОГО:				117,0	3,7

Расчетная мощность нагрузки

$$S_{расч}^{нагр} = K_c\sqrt{P^2 + Q^2} = 0{,}8 \cdot \sqrt{117^2 + 3{,}7^2} = 93{,}6 \text{ кВА};$$

$$S_Т = \frac{S_{расч}}{К_П} = \frac{93,6}{1,4} = 66,9 \text{ кВА},$$

где $К_с$= 0,8 – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

$К_п$ = 1,4 – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

Принимаем к установке два трансформатора ТМ-100/10.

На рисунке 11 показана схема питания собственных нужд подстанции.

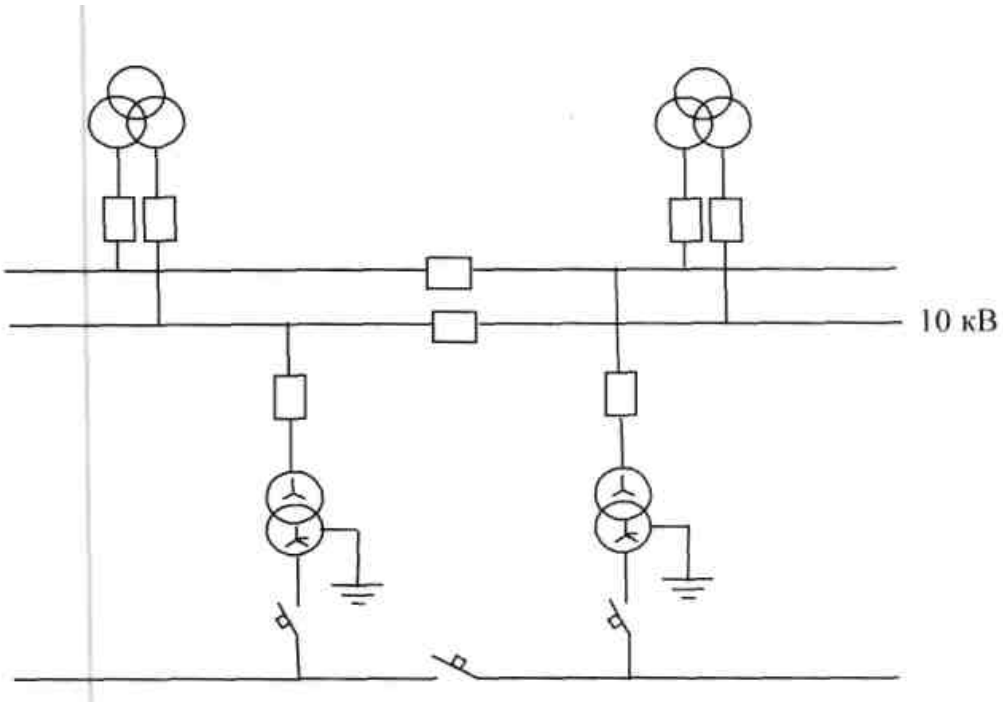

Рисунок 11 - Схема питания собственных нужд подстанции

6.6. Выбор источника бесперебойного питания

Для питания цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время коротких замыканпий, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля. Для проектируемой подстанции принимаем постоянный оперативный ток.

Источники бесперебойного питания выбирают по необходимой емкости (время резервирования), токовой нагрузки источников бесперебойного питания в длительном режиме и кратковременной перегрузке в режиме одновременного включения высоковольтных выключателей. Для определения мощности источников бесперебойного питания определим токовые нагрузки в различных режимах (таблица 19).

Таблица 19 – Подсчет нагрузок на источниках бесперебойного питания

Потребитель	Количество	$P_{ном}$, кВт	$I_{ном}$, А	$I_{уст}$, А (расчетный ток длительного режима	Расчетная нагрузка, А		
					Аварийный режим	Толчок тока в начале аварийного режима	Наибольший толчковый ток (в конце разряда)
Постоянная нагрузка	-	-	-	20	20	20	20
Аварийное освещение	-	-	-	20	20	-	20
Приводы выключателей ВГТ-110	3	-	60	-	-	180	-
Связь	1	1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Сумма					44,5	204,5	44,5

Мощность длительного режима на постоянном токе:

$S = U \cdot I = 220 \cdot 44,5 = 9,79$кВА.

Мощность при кратковременной перегрузке:

$S = U \cdot I = 220 \cdot 204,5 = 44,99$кВА.

Выбираем два промышленных источника бесперебойного питания УПНС20000.NX/3-20 кВА, соединенных в параллель по выходу. Технические характеристики источника бесперебойного питания приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Технические характеристики источника бесперебойного питания УПНС20000.NX/3

Технология	Тип Управление	On-line, двойное преобразование Микропроцессорное
Вход	Модель NX	145 – 280 В / 75 – 150 В для 33% нагрузки

		165 – 280 В / 86 – 150 В для 66% нагрузки 184 – 280 В / 96 – 150 В для 100% нагрузки
	Модель NX-3	3 ^{x} 380 / 400 / 415 В (3 фазы + N) +/- 15% / 3 ^{x} 208 / 220 В (3 фазы + N) +/- 15%
	Частота	50 или 60 Гц +/- 5%
Выход	Напряжение NX-3	230 В (настраивается между 220 и 240)
	Точность	+/- 1% в установившемся режиме +/- 2% в переходных процессах
	Частота	Синхронизированная +/- 4% При свободной генерации +/- 0,05%
	Скорость синхронизации	1 Гц/сек
	Форма напряжения	Синусоида
	КПД	>90%
	Нелинейные искажения	2% при полном заряде батарей

Окончание таблицы 20

Технология	Тип Управление	On-line, двойное преобразование Микропроцессорное
	Допустимая перегрузка	10 сек при 150%; 1 мин при 125%
	Крест фактор	3:1
	Допустимый коэффициент мощности	От 0,7 индуктивной до 0,7 емкостной
	Защита выхода	Падение / повышение напряжения, повышение температуры, перегрузка, внутренне повреждение
Байпас	Тип	Полупроводниковый
	Время переключения	0
	Напряжение	115 В, 120 В, 125 В, 220 В, 230 В, 240 В (F+N)
	Частота	50 или 60 Гц
	Управление	Микропроцессорное
	Допустимая нагрузка	10 сек при 400%; 40 мсек при коротком замыкании
	Восстановление	Автоматическое, непрерывное, при снятии аварии
Выпрямитель	NX-3	Мягкий старт системы
	Защита	От превышения напряжения
Батареи	Тип	Pb-Ca, герметичные, необслуживаемые
	Защита от	Превышения / понижения напряжения, составляющих переменного тока
Коммуникации	Встроенный интерфейс	Порты RS-232 / 485 и AS-400
Общие	Уровень шума	< 55 dB на расстоянии 1 м
	Рабочая температура	0 – 40^{0} С
	Класс защиты UNE 203247811R	IP 44
	Электромагнитная совместимость	EN-50091-2
	Безопасность	EN-5009-1-1; EN-60950
	Диэлектрическая устойчивость	3000 В – 1 мин
	Охлаждение	Принудительное встроенными вентиляторами

	Влажность	До 95% без конденсата
	Высота над уровнем моря	До 2400 метров

Выбираем вариант источника бесперебойного питанияс количеством батарей 28 емкостью по 27 А·ч для каждого шкафа. При мощности длительного режима ИБП обеспечивает непрерывное питание цепей собственных нужд подстанции в течение 70-ти минут. Конструктивное исполнение источника бесперебойного питания - шкаф размерами 600^{x}1235^{x}800 (Ш^{x}В^{x}Г), массой 557кг.

Данные источники бесперебойного питанияобеспечивают перегрузку по выходу 150% в течении 10 сек, что является достаточным для одновременного включения высоковольтных выключателей.

6.7. Выбор разрядников

Для защиты от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений изоляции электрооборудования электростанций и подстанций переменного тока применяются разрядники типа ОПН-110.

В нейтраль силовых трансформаторов ставится комплект разрядников с напряжением на 1 уровень меньше номиналом, т.е. на 10 кВ - ОПНН-110.

7. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Распределительное устройство - электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

В связи с тем, что проектируемая подстанция имеет напряжение 110 кВ на высшей стороне и 10 кВ на низшей стороне, предполагается исполнение высшей стороны подстанции в виде открытого распредустройства, а с низшей стороны - в виде закрытого распредустройства.

Сторона высшего напряжения выполнена в виде ОРУ, так как при данном напряжении (110кВ) это исполнение по сравнению с ЗРУ обладает рядом следующих основных преимуществ:

- уменьшается объем строительных работ и в связи с этим уменьшается стоимость распределительного устройства;

- в значительной мере устраняется опасность распространения возможных повреждений, так как расстояния между аппаратами смежных цепей могут быть приняты большими без заметного увеличения затрат;

- уменьшаются сроки сооружения распредустройства и экономятся строительные материалы (сталь, бетон);

- обеспечиваются хорошая обозреваемость и удобство расширения распредустройства, легкость замены оборудования другим с большими

габаритами, а также возможность быстрого демонтажа старого и монтажа нового оборудования.

Недостатками открытых распределительных устройств при сравнении их с закрытыми являются:

- менее удобны в обслуживании, так как различные переключения разъединителей, а также наблюдение за аппаратами должны производиться на воздухе при любой погоде;

- занимают значительно большую площадь;

- аппараты подвержены резкому изменению температуры, ничем не защищаются от загрязнения, запыления и т.д., что усложняет их эксплуатацию ипринуждает применять аппараты наружной установки, более дорогие.

Открытые распределительные устройства в зависимости от высоты установки аппаратов и расположения токоведущих частей подразделяют на РУ низкого и высокого типов.

В РУ низкого типа все аппараты располагают в два ряда и устанавливают на специальных основаниях сравнительно небольшой высоты; сборные шины, выполненные из гибких проводов, укрепляют на опорах также сравнительно небольшой высоты. Данная подстанция проектируется как РУ низкого типа.

Сторона низшего напряжения подстанции выполнена в виде закрытого распределительного устройства.

Все шкафы КРУ располагаются в одноэтажном здании, к которому выполнен ввод от силовых трансформаторов через проходные изоляторы. Для разгрузки проходных изоляторов от опасных механических напряжений, вызываемых деформацией жестких шин вследствие изменения температуры, вибраций и т.д., на подходе к изолятору в шине предусмотрен изгиб, выполняющий роль компенсатора.

Сборные шины смонтированы в верхней части распредустройства и расположены горизонтально. Обозреваемость сборных шин при горизонтальном расположении хуже, чем при вертикальном и наклонном, но строительная часть

проще и монтаж легче. Так как имеется две секции сборных шин, то между ними предусмотрена перегородка для обеспечения безопасного ремонта одной секции шин при работе другой.

Трансформаторы собственных нужд установлены в ячейках КРУ-10 кВ.

Для обеспечения непрерывности оперативного тока на подстанции установлены источники бесперебойного питания, расположенные в одном помещении с КРУ.

Здание выполнено из панелей длиной 9 м. Перегородки внутри помещения выполнены из кирпича с толщиной стен 250 мм. Окна в здании отсутствуют.

Компоновка подстанции

При выборе расположения площадок ПС учитывается комплекс требований, касающихся электрических нагрузок, заводов и выходов ЛЭП, автомобильных и железных дорог, населенных пунктов и т.д.

Территории ПС формируются в основном ОРУ, занимающими до 80% общей площади ПС. Остальные 20% занимают установки трансформаторов, ЗРУ, другие здания и сооружения.

Оперативный пункт управления - ОПУ выполнен совмещенным с ЗРУ (рисунок 12).

Общей задачей компоновки сооружений на площадке ПС является достижение наименьших затрат на выполнение объекта при одновременном обеспечении лучших условий эксплуатации и надежности работы всех его элементов.

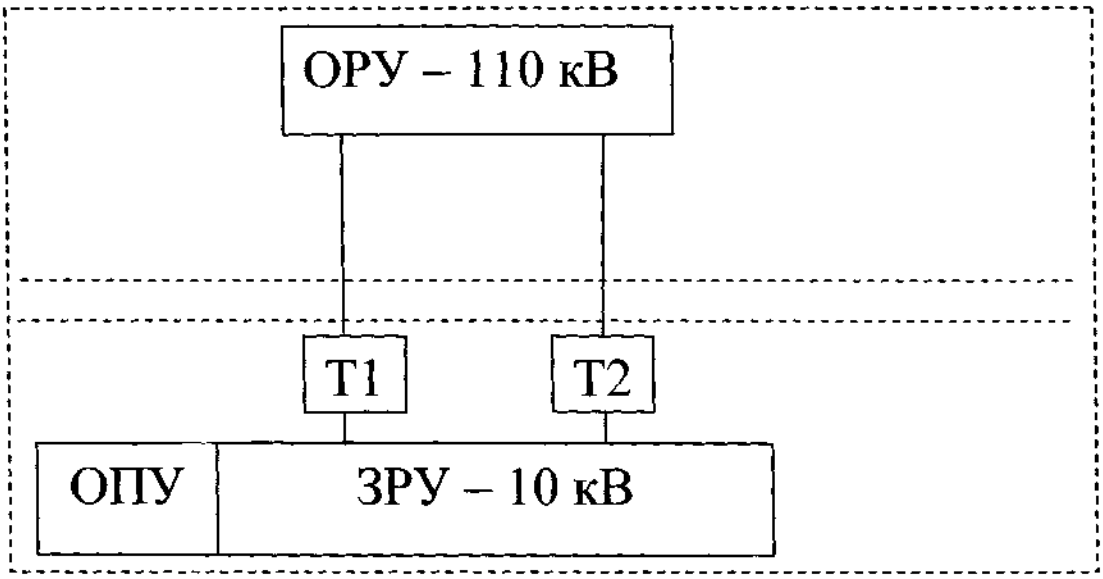

Рисунок 12 – Общий вид ОРУ – 110 кВ

8. ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И МОНТАЖУ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Настоящаяинструкция по монтажу предназначена для изучения и использования персоналом, работающим с ограничителями перенапряжений, и содержит общетехнические и организационные указания по проведению работ, меры безопасности при проведении работ, подготовку ОПН к монтажу, монтаж ОПН и ввод в эксплуатацию.

1. Общие указания

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрооборудования сетей с эффективно заземленной нейтралью напряжением 6, 10, 35, 110 кВ переменного тока частоты 50 Гц. Ограничители перенапряжений предназначены для работы в условияхоткрытого воздуха при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 50^0 С,что соответствует условиям, нормированным ГОСТ 15543.1-89,

дляклиматического исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Ограничители перенапряжений представляют собой колонкувысоконелинейных варисторов, заключенную в герметичную полимерную покрышку.Покрышка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на неезащитной ребристой оболочкой из кремнийорганической резины.Для защиты от коррозии крепежные детали имеют защитное покрытие.Защитное действие ограничителя перенапряжений обусловлено тем, что привозникновении перенапряжения в сети через ограничитель протекает значительныйимпульсный ток вследствие высокой нелинейности варисторов в результате чеговеличина перенапряжения снижается.

1.1. Настоящая инструкция по эксплуатации и монтажу ограничителей перенапряжения6-110 кВявляется руководящим документом при выполнении монтажа и проверке технического состояния ограничителя перенапряжения на подстанциях с открытыми распредустройствами.

1.2. Инструкция является типовой и содержит общие сведения по монтажу и проверке технического состояния ограничителей перенапряжения.

1.3. Монтаж и ввод в эксплуатацию ограничителей перенапряжения должны производить аттестованные лица, знакомые сих устройством, принципом действия и прошедшие соответствующий инструктажпо вопросам техники безопасности, а также имеющие допуск на обслуживание электроустановок напряжением выше 1000В.

2. Меры безопасности

2.1.Работы по установке, эксплуатации и испытанию ограничителей перенапряжений должны производиться с соблюдением «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

2.2.Работы, выполняемые с применением грузоподъемных механизмов, должны производиться в соответствии с«Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

2.3.Измерительные системы должны быть аттестованы метрологической

службойна соответствие ГОСТ 17512-82.

3. Подготовка изделия к монтажу

3.1.При монтаже и эксплуатации ограничителей перенапряжений необходимо руководствоваться настоящейинструкцией, “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок”, “Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации” (РД 34.20.501-95), а также “Правилами эксплуатации электроустановок потребителей и Правилами безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей”.

3.2. При получении контейнера с ограничителями перенапряжений необходимо проверить следующее:

- не повреждены ли какие-либо части упаковки;
- не вытаскивались ли гвозди и (или) шурупы, соединяющие между собой детали упаковки.

Если что-либо подобное будет обнаружено, то должен быть составлен соответствующий акт, содержащий, по возможности, фотографии обнаруженных недостатков.

3.3. Распаковкаограничителей перенапряжений:

- снять верхнюю и одну из боковых стенок упаковочного ящика,
- удалить все деревянные детали, фиксирующие ограничитель перенапряжений внутри ящика,
- вынуть из ящика коробку с болтами и гайками,
- удалить болты, прикрепляющие основание ограничителя перенапряжений к днищу упаковочного ящика,
- вынуть ограничитель перенапряжений из ящика.

3.4. Перед монтажом ограничителя необходимо произвести:

а) внешний осмотр ограничителя;

б) измерение сопротивления элементов ограничителя;

в) измерение действующего значения полного тока проводимости элементов.

Измерение тока проводимости проводить на чистых и сухих ограничителяхпри температуре окружающего воздуха от + 15 до + 35^{0}С.

Измерение тока проводимости проводить путем приложения к зажимам ограничителя от испытательного трансформатора напряжения промышленной частоты,равного наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению (Uн.р.), указанному в паспортеограничителя, со стороны заземляющего вывода по схеме, приведенной в паспорте ограничителя.

Измерение сопротивленияограничителя перенапряжений производится мегомметром на напряжение 2,5 кВ.Измеренное значение сопротивления ограничителя перенапряжений должно быть не менее 10000 МОм.

3.5. Ограничитель перенапряжений устанавливается только тогда, когданапряжение системы отключено и система заземлена.Установка ограничителей перенапряжений на металлоконструкцияхэлектроустановок должна исключать возможность случайного прикосновенияобслуживающего персонала к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Ограничитель устанавливается между фазой и землей, как можно ближе кзащищаемому оборудованию. Необходимо избегать длинных заземленныхпроводников.

Подъем и перемещение ограничителя перенапряжений производить за верхнийконтактный вывод.

4. Монтаж

4.1. Монтаж ограничителя перенапряжений на металлоконструкции без изолирующего основания, рисунок 1.

Ограничитель перенапряжений установить на металлоконструкцию, в соответствии с проектом, и закрепить четырьмя болтами 18 с гайками 11 и шайбами 14, 17.Токоведущую шину или аппаратный зажим присоединить к контактномувыводу верхнего фланца ограничителя болтами 7 с гайками 10 и шайбой 13, 16,токоведущая шина должна иметь термокомпенсационную конструкцию для исключениявозможности опасного для ограничителя тяжения

при низких температурахокружающего воздуха.Аппаратный зажим с заземляющим проводником присоединить к нижнемуфланцу ограничителя помощью болта 6 с шайбами 12 и 15 с учетом требований«Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

4.2. Монтаж ограничителя перенапряжений с изолирующим основанием, рисунок2.

Ограничитель перенапряжений установить на плиту 2 и закрепить с помощьючетырех болтов 8 и шайб 14, 17.Ограничитель перенапряжений, закрепленный на плите 2, установить наметаллоконструкцию, изолировав его втулками 5, изоляционными трубками 1 иизолирующими шайбами 3, шайбами 4 и закрепить болтами 19 с гайками 9 и шайбами12, 15.Токоведущую шину или аппаратный зажим присоединить к контактномувыводу верхнего фланца ограничителя болтами 7 с гайками 10 и шайбой 13,

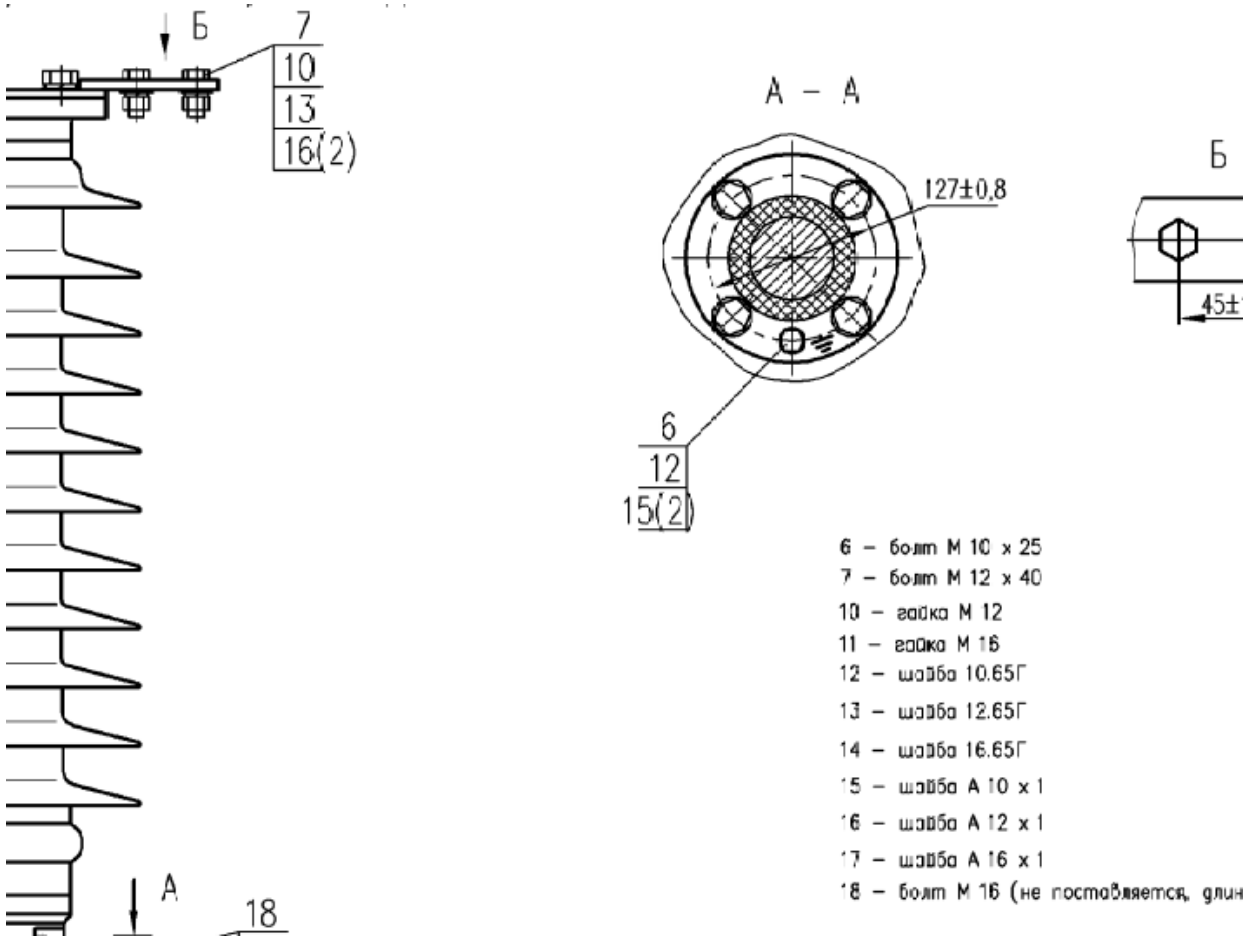

Рисунок 13 - Монтаж ограничителя перенапряжений на металлоконструкции без

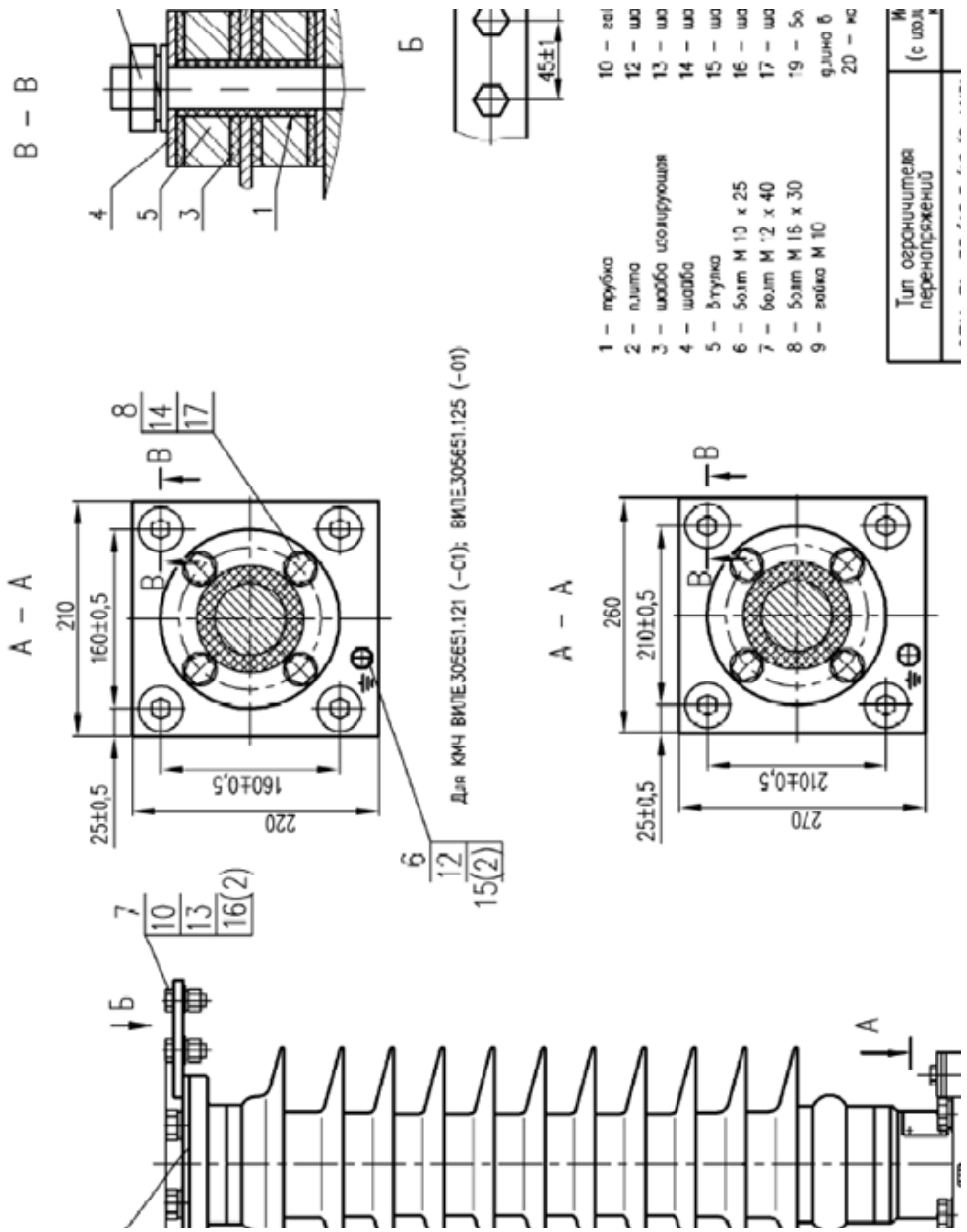

Рисунок 14 - Монтаж ограничителя перенапряжений на металлоконструкции с

Ограничитель перенапряжений установить на плиту 2 и закрепить с помощьючетырех болтов 8 и шайб 14, 17.Ограничитель перенапряжений, закрепленный на плите 2, установить наметаллоконструкцию, изолировав его втулками 5, изоляционными трубками 1 иизолирующими шайбами 3, шайбами 4 и закрепить болтами 19 с гайками 9 и шайбами12, 15.Токоведущую шину или аппаратный зажим присоединить к контактномувыводу верхнего фланца ограничителя болтами 7 с гайками 10 и шайбой 13, 16,токоведущая шина должна иметь термокомпенсационную конструкцию для исключениявозможности опасного для ограничителя тяжения при низких температурахокружающего

воздуха.Аппаратный зажим с заземляющим проводником присоединить к плите 2 спомощью болта 6 с шайбами 12 и 15 с учетом требований «Правил устройстваэлектроустановок» (ПУЭ).

4.3. Рекомендуемый диаметр заземляющего провода 5 мм, сечение токоведущейшины 30 мм2 .Наименьшие допустимые расстояния между ограничителями перенапряжений,от ограничителей перенапряжений до токоведущих и заземленных частейэлектроустановок и от ограничителей перенапряжений до постоянных огражденийдолжны соответствовать указанным в "Правилах устройства электроустановок" (ПУЭ).

5. Ввод в эксплуатацию

Ограничители перенапряжения не требуют специальной подготовки перед вводом в эксплуатацию, кроме внешнего осмотра, подтверждающего отсутствие видимых повреждений корпуса. Перед вводом при необходимости, следует удалить загрязнения на его поверхности и следы коррозии электродов (фланцев). Такженеобходимо проверить ограничитель перенапряженияна соответствие эксплуатации в данной сети, посредством сравнения его параметров с параметрами сети потребителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была спроектирована ПОДСТАНЦИЯ/110/10 кВ. Вся работа состояла из нескольких этапов.

1. На первом этапе был сформированы исходные данные полученные на предприятии при прохождении преддипломной практики и выполнен анализ существующей распределительной сети.

2. Второй этап включал в себя расчет токов КЗ при различных режимах работы сети с помощью программного комплекса TKZ-3000.

3. В ходе третьего этапа было выбрано и проверено расчетами коммутационное оборудование для спроектированного фидера связи и проверка установленного оборудования.

Наименование оборудованиясо стороны РУ ВН:

- выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ–220–50/2500 со встроенными трансформаторами тока измерения класс точности 0,5*S*;
- трехполюсный разъединитель типа РДЗ-1б-220/1000 (с одним заземляющим ножом) и РДЗ-2-220/1000 (с двумя заземляющими ножами);
- однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1;
- ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 – ЗЭУ.

В качестве гибкой ошиновки ОРУ 220 кВприменяем сталеалюминевый провод марки АС-240/32.

Наименование оборудования СН 110 кВ:

- выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ–110–40/2500 У1 со встроиными трансформаторами тока измерения класс точности 0,5*S*;
- трехполюсный разъединитель типа РДЗ-1б-110/1000 (с одним заземляющим ножом) и РДЗ-2-110/1000 (с двумя заземляющими ножами);
- однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1;
- ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 – ЗЭУ.

В качестве гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ используется сталеалюминевый провод марки АС-240/32.

Наименование оборудованияНН 10 кВ:

- комплектные распределительные устройства серии КРУ СЭЩ–63 (К-63).

На четвертом этапе выбрана релейная защита автотрансформатора.

В результате проектирования был получен вариант с минимальными затратами капитальных вложений за счет применения высоковольтного

электротехнического оборудования отечественного производства, а также обеспечивающий надежное электроснабжение согласно ГОСТ 32144-2013.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. Гриф МО РФ. – Москва: Форум, 2016. – 385 с.
2. Барыбин Ю.Г. / Справочник по проектированию электроснабжения. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Зайцев Н. Л. Экономика промышленного предприятия. Учебник. – Москва: Инфра-М, 2012. – 240 с.

4. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: учебное пособие / Э.А. Киреева. – Москва: КНОРУС, 2011. – 368 с.

5. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – Москва: Высшая Школа, 2012. – 510 с.

6. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов ВПО. – Москва: Академия, 2013. – 305 с.

7. Минина Г. П., Копытова Ю. В. Справочник по электропотреблению в промышленности. – Москва: Энергия, 1978. – 235 с.

8. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – Москва: Энергия, 2011. – 584 с.

9. Орлова, В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинский и др. Электротехнический справочник: Производство и распределение электрической энергии. – Москва: Энергоатомиздат, 2013. – 223 с.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - 6-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 2003.– 269 с.

11. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 2015. – 265 с.

12. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. стер. – Москва: Издательский центр «Академия», 2013. – 416 с.

13. Ристхейн Э. М. Электроснабжение промышленных установок. – Москва: Энергоатомиздат, 1991. – 189 с.

14. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 182 с.

15. Сербиновский Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. – Москва: Энергия, 2012. – 576 с.

16. Сибикин Ю. Д., М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков «Электроснабжение промышленных предприятий и установок». – Москва: Высшая Школа, 2012. – 240 с.

17. Сивков А.А., Сайгаш А.С., Герасимов Д.Ю. / Основы электроснабжения. – Москва: Юрайт, 2016 – 173 с.

18. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения: учеб. пособие для вузов [Гриф УМО] / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.– 480 с.

19. Шеховцов В.П. / Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению.– Москва: Форум. 2011. – 137 с.

20. Эрнст А.Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: Учеб. пособие. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2009.– 72 с.