

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ «Нижний  
Шлюз»

Студент

А.В. Убасев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2020

## **Аннотация**

В квалификационной работе «Реконструкция электрической части ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения потребителей г. Тольятти Самарской области, микрорайона Фёдоровка комсомольского района и предприятий, получающих питание от этой подстанции, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции. Раскрыта актуальность данной темы для выпускной квалификационной работы за счёт анализа работы подстанции, определения недостатков действующего оборудования и выявления мер для проведения реконструкции.

Результатами проделанной работы по теме данной ВКР будут 57 листов пояснительной записки и 6 листов формата А1, составляющие графическую часть.

## Содержание

Введение .....	5
1 Характеристика реконструируемой подстанции .....	7
1.1 Существующая электрическая часть подстанции «НШ» .....	7
1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции .....	10
1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» .....	11
2 Электрические нагрузки подстанции 35 кВ «НШ» .....	14
3 Выбор силовых трансформаторов .....	15
3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов .....	15
3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТДНС 16000/35/6,.....	16
4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ понизительной подстанции .....	21
4.1 Расчет токов КЗ в точке К1 .....	23
4.2 Расчет токов К.З. в точке К2.....	24
5 Выбор электрических аппаратов ПС 35/6 кВ НШ .....	26
5.1 Условия выбора оборудования .....	26
5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-35 кВ .....	27
5.3 Выбор разъединителей 35 кВ .....	31
5.4 Выбор трансформаторов тока 35 кВ .....	32
5.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения .....	36
5.6 Выбор ОПН для распределительного устройства 35 кВ.....	38
5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ....	38
5.7.1 Выбор выключателей на 6 кВ.....	40
5.7.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ.....	41
5.7.3 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ.....	43
6 Система оперативного постоянного тока .....	45

7 Выбор релейной защиты и автоматики .....	46
7.1 Микропроцессорное релейная защита .....	46
7.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора .....	47
8 Собственные нужды подстанции .....	51
9 Молниезащита .....	52
9.1 Расчёт молниезащиты подстанции.....	53
Заключение.....	54
Список использованных источников .....	55

## Введение

Сетевая инфраструктура является неотъемлемой частью системы по развитию городов на территории нашей страны. Перспектива увеличения нагрузок на электрические сети увеличивается, а, следовательно увеличивается и износ питающих сетей и оборудования, что повышает вероятность возникновения ненормальных режимов работы оборудования.

Таким образом, устаревшее оборудование, подвергшееся сильному износу за длительный срок эксплуатации, не может удовлетворять современным требованиям надёжности электроснабжения, безопасности и условиям нагрузок. В следствии этого наиболее актуальным действием будет являться реконструкция действующей подстанции с заменой оборудования на современное, что позволит увеличить надёжность электроснабжения потребителей, увеличить безопасность работы оборудования и обслуживающего персонала за счёт современных систем защит в оборудовании. Такие действия позволят, в перспективе, развивать данный узел сетевого комплекса за счёт присоединения новых потребителей мощности.

Темой квалификационной работы является «Реконструкция электрической части ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз». Для ЗАО «ЭиСС», эксплуатирующей данную подстанцию характерно проведение реконструкций своих подстанций за счет реализации инвестиционных программ, которые утверждается Министерством энергетики РФ для каждой организации.

Целью данной работы является развитие сетевого узла, основой которого является подстанция 35/6 кВ «Нижний шлюз», увеличение количества потребителей мощности этой подстанции, с одновременным повышением качества и надёжности их электроснабжения, за счёт

проведения реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Нижний шлюз»

Для достижения поставленной цели в данной ВКР проработаны следующие задачи:

1. Проанализирован характер существующих потребителей электроэнергии и определена возможность увеличения их количества;
2. Существующая схема подстанции проверена на соответствие современным требованиям, определены её недостатки и способы устранения;
3. Проведён анализ и проверка действующих силовых трансформаторов, определена возможность введения дополнительных потребителей мощности в перспективном развитии.
4. Произведён расчёт токов короткого замыкания;
5. Подобран комплект оборудования и устройств в соответствии с рассчитанными параметрами и определёнными требованиями, а также определены параметры релейной защиты и произведён расчёт её уставок.

# **1 Характеристика реконструируемой подстанции**

## **1.1 Существующая электрическая часть подстанции «Нижний шлюз»**

ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» эксплуатируется ЗАО «Энергетика и Связь Строительства», территориально находится на улице Никонова Комсомольского района города Тольятти. Введена в эксплуатацию с 1955 года. Подстанция предназначена для электроснабжения нескольких промышленных предприятий, коммунально-бытовых потребителей и судовых шлюзов ГЭС №23 и 24.

Потребители подстанции получают питание кабельными и воздушными линиями 6 кВ и имеют I, II и III категории надежности электроснабжения. Подстанция запитана от двух линий 35 кВ с диспетчерским наименованием «ШЛ-1» и «ШЛ-2».

Проведение реконструкции ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» необходимо для надежного обеспечения электроснабжения микрорайона Фёдоровка и промышленных потребителей, а также для создания перспективы развития сетевого узла которым и является эта подстанция за счёт возможности присоединения новых потребителей мощности. Общая численность населения, запитанного от подстанции составляет более 1500 человек, три объекта мелкой промышленности, коммерческая организация посёлка Фёдоровка, и нижние судовые шлюзы № 23,24.

Подстанция «Нижний шлюз» в своем составе имеет:

- Открытое распределительное устройство (ОРУ) 35 кВ с тремя трансформаторами, получающими питание от воздушных линий 35 кВ через масляные выключатели, а для секционирования и вывода оборудования в ремонт установлены секционные разъединители и секционный выключатель СВ-35.

- В кирпичном здании располагается ЗРУ-6 кВ; 34 ячейки для электроснабжения потребителей подстанции, которые образуют 3 секции 6 кВ с отдельными вводами 6 кВ от трёх трансформаторов.

Обслуживание оборудования затруднено ввиду отсутствия запасных частей. «Ввиду дефицита мощности, вывод в ремонт силового оборудования подстанции сопряжен с большим объемом оперативных переключений по переводу нагрузки. При этом сроки проведения ремонтных работ и технического обслуживания оборудования, ввиду большого объема переключений, сокращаются на 20-30%. РУ 6 кВ выполнено тремя секционированными сборными шинами, питание происходит от силовых трансформаторов Т1,Т2 и Т3 типа ТД-10000/35, секционирование производится выключателями СВ-6 кВ типа ВМП-10-20/1000УЗ. Каждая секция получает питание от конкретного трансформатора через вводную ячейку, с установленным выключателем 6 кВ типа ВМГ-133. Данные выключатели являются устаревшими и для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения потребителей их требуется заменить. Замена выключателей должна производиться в соответствии с государственными стандартами и методическими пособиями и техническими требованиями.

Для защиты изоляции нейтралей трансформаторов от атмосферных перенапряжений в распределительных устройствах 35 кВ установлены разрядники РВС-35. Данные разрядники требуют замены, поскольку согласно ПУЭ[3], для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН. Таким образом при проведении реконструкции важно предусмотреть замену РВС на современные ОПН с электронными счётчиками. Для работы устройств защиты, автоматики и измерительных приборов необходимо предусмотреть установку современных



трансформаторов тока и напряжения, вторичная обмотка которых обеспечивает подключаемым приборам соответствующее питание.

Для повышения надежности на стороне 6 кВ требуется произвести замену оборудования КРУ-6 кВ на современное, поскольку состав оборудования претерпел изменения в течении срока эксплуатации и в результате секции шин 6 кВ расположены весьма неудобно, а оборудование ячеек различается конструктивно, т.к. установка различных ячеек на секциях происходило в различный период с 1955 г. В результате схема 6 кВ слишком сложна и неудобна.

Питание оперативного тока на ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» выполнено переменным током 380/220 Вольт. В дежурном помещении расположен щит собственных нужд (ЩСН), состоящий из двух панелей. Для питания собственных нужд (СН) переменным током от 1 и 3 с.ш. 6 кВ получают питание ТСН-1 и ТСН-3. При реконструкции подстанции требуется установка нового заземляющего устройства.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. При возникновении перенапряжений устаревшие вентильные разрядники могут не обеспечить должной защиты электрооборудования.

2. Из-за износа оборудования увеличивается вероятность случая аварии. Этот фактор пагубно влияет на надёжность электроснабжения потребителей мощности подстанции.

3. В процессе эксплуатации выявилась проблема: два старых трансформатора не обеспечивали достаточной надёжности электроснабжения, а увеличение количества потребителей требовало установки дополнительных ячеек на стороне 6 кВ. Таким образом было принято решение установить 3Т, имеющийся в распоряжении организации, мощностью 10 МВА, который также как и 1Т брал питание с линии 35 кВ

«Шлюзовая-2». Несмотря на принятие ряда данных мер Т-3 является лишь резервным источником питания на случай вывода из работы Т-1 или Т-2 и требуется замена трёх трансформаторов на два, большей мощности.

По итогу всего вышеперечисленного необходимая реконструкция подстанции «НШ» повысит надёжность и качество электроснабжения действующих потребителей и даст возможность увеличения количества потребителей в перспективе.

В следующем далее разделе будут рассмотрены необходимые технические условия при производстве реконструкции электрической части подстанции ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз».

## **1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции**

Рассмотрим необходимые решения при проведении реконструкции подстанции, которые будут соответствовать требуемым ТУ:

- Произвести замену оборудования ОРУ 35 кВ на новое современное, отвечающее требованиям;
- Три старых трансформатора Т1, Т2 и Т3 типа ТД-10000/35 необходимо заменить на два более мощных ТДНС-16000/35-У1
- Старое здание и оборудование РУ-6 кВ заменить на современное комплектное распределительное устройство модульного типа, которое будет соответствовать техническим требованиям предъявляемым к электрооборудованию устанавливаемому на понизительных подстанциях.
- для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений заменить вентильные разрядники на современные

ограничители перенапряжений, что будет соответствовать требованиям ПУЭ[3]

### **1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз»**

Технические решения, обеспечивающие повышение надёжности схемы ПС «НШ» при проведении её реконструкции:

- Изменить электрическую схему на схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» в соответствии с СТО 59012820-29.240.30.003-2009,

- в соответствии с СТО 56947007-29.130.10.095-2011 и СТО 59012820-29.240.30.003-2009 предусмотреть установку вакуумных высоковольтных выключателей на стороне 35 кВ,

- поскольку старое коммутационное оборудование 35 кВ подверглось критическому износу и его дальнейшая эксплуатация не обеспечивает должной надёжности оно должно быть заменено на оборудование соответствующее ГОСТ Р 52726-2007;

- оборудование ЗРУ-6 кВ, составляющее 3 секции шин 6 кВ необходимо заменить на современное модульное решение: 2 секции шин по 16 выкатных ячеек на каждой секции в новом здании КРУ-6 кВ;

- Для выполнения технических требований при выборе измерительных трансформаторов напряжения необходимо следовать требованиям ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия», а также выбранные трансформаторы напряжения должны быть установлены в соответствии с СТО 56947007- 29.240.10.191-2014.

- При выборе трансформаторов тока на ОРУ 35 кВ учитывается, что ТТ могут быть встроенными в ввода силовых трансформаторов или отдельно

стоящими трансформаторами тока с элегазовой изоляцией, для возможности применения дифференциальной защиты трансформаторов.

- в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014 «Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ» требуется установить современные ограничители перенапряжений (ОПН) на ОРУ-35 кВ и в распределительном устройстве 6 кВ.

- при реконструкции ЗРУ-6 кВ важно обратить внимание на возможность установки отечественного оборудования для сокращения сроков доставки и установки. Для компоновки КРУ-6 кВ рекомендуется принимать к установке модульное здание с установленными ячейками производства АО «производственное объединение Элтехника» укомплектованное вакуумными выключателями. Подобное решение от данного производителя уже используется на других подстанциях ЗАО «ЭиСС» и в полной мере обеспечивает удобство обслуживания и проведение монтажных и пуско-наладочных работ.

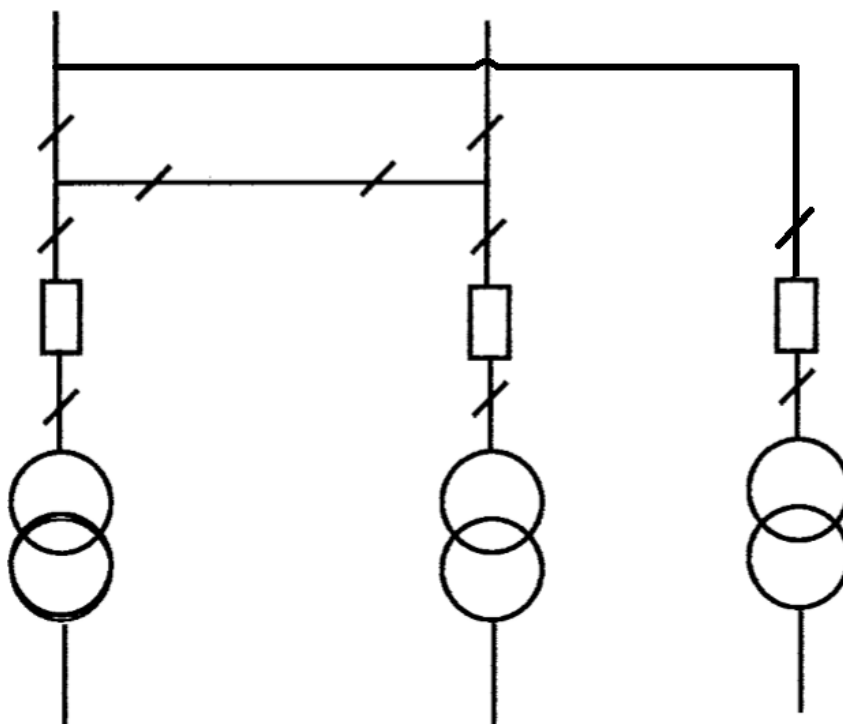


Рисунок 1.1 –Существующая схема РУ 35 кВ

Требующиеся, для написания данной выпускной квалификационной работы, необходимые источники информации, в виде технической литературы, государственных стандартов, нормативных документов, актов и методических пособий, изложены в разделе: «Список используемых источников»

Ссылаясь на данные этих источников, будет производиться выбор оборудования. При выборе будет учитываться месторасположение подстанции, влияние на оборудование окружающей среды и особенности.

По данным о ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз», изложенным ранее ясно, что данная подстанция не относится к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам, это подтверждается пунктом 14 статьи 48.1 Градостроительного кодекса строительства Российской Федерации. Следовательно при проведении реконструкции можно применять типовые технические решения, реализованные при реконструкции аналогичных подстанций.

## 2 Электрические нагрузки подстанции 35/6 кВ «Нижний шлюз»

В соответствии с планами по увеличению количества потребителей и перспективой увеличения подключаемой мощности к подстанции 35/6 кВ «НШ» определим потребляемую мощность подстанции к 2021 году.

Таблица 2.1 – План поэтапного ввода новой мощности до 2021 г. подключаемой к ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз»

Район застройки	2017	2018	2019	2020	2021
Мк.район Фёдоровка, г.Тольятти	14,0	14,0	14,0	17,0	17,7

В соответствии с планами перспективного развития сетей был проведен расчет режима работы электрической сети 35 кВ зимнего максимума нагрузки 2021 года.

В результате расчётов режима работы подстанции с учётом действующей схемы было определено, что при зимнем максимуме рабочего дня в 2021 году в случае выхода из строя одного трансформатора оставшийся будет перегружен. Из-за чего потребуются отключение потребителей данной подстанции. При этом существующие трансформаторы имеют высокую степень загрузки.

Таким образом определяется необходимость замены старых трансформаторов для ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» на новые более мощные.

Расчёт и выбор новых силовых трансформаторов произведём в пункте 3 данной квалификационной работы.

### **3 Выбор силовых трансформаторов**

#### **3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов**

Определим мощность силовых трансформаторов[10] исходя из данных таблицы 2.1 – План поэтапного ввода новой мощности до 2021 г. подключаемой к ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз»

Суммарная максимальная расчетная нагрузка, приходящаяся на подстанцию в день зимнего максимума в 2021 году:

$$S_{\max} = 17,7 \text{ МВА.}$$

Поскольку потребители подстанции «Нижний шлюз» имеют первую и вторую категорию надёжности, учитывая вновь вводимых потребителей в перспективе, следует то, что мощность каждого из трансформаторов требуется определять с учетом перегрузочной способности на 40% от номинальной мощности в случае выхода из строя другого трансформатора [4], МВА:

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

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 17,7 = 12,39 \text{ МВА.}$$

Относительно результатов расчёта, напрашивается вывод что, так как в ближайшей перспективе нагрузки подстанции 35/6 кВ «НШ» увеличатся, действующие силовые трансформаторы ТД-10000/35/6, в случае выхода из строя одного, будут работать с недопустимой перегрузкой.

Производимые на территории Российской Федерации трансформаторы строятся в соответствии с характеристиками мощности учитываемой

унифицированной шкалы мощностей. Ближайший по мощности силовой трансформатор будет трансформатор типа ТДНС–16000/35/6.

При двух трансформаторной подстанции оптимальная загрузка силовых трансформаторов будет 0,5-0,7 [10], согласно этим показателям проверим коэффициент загрузки  $K_3^H$  для трансформатора ТДНС–16000/35/6.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме должен удовлетворять следующему условию:

$$0,5 \leq K_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{17,7}{2 \cdot 16} = 0,55$$

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

$S_T$  – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.

Таким образом, из расчетов видно, что силовые трансформаторы марки ТДНС-16000/35/6 будут оптимально загружены. В дальнейшем принимаем к установке трансформатор ТДНС – 16000/35-У1.

### **3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов ТДНС-16000/35-У1,**

Для определения условных затрат на установку силовых трансформаторов ТДНС-16000/35-У1 на ПС 35/6 кВ «НШ». Произведём их технико-экономический расчет. При расчёте обратимся к источникам данных завода-изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор». Характеристики трансформатора указаны в таблице 3.1



Таблица 3.1 – Данные трансформатора от завода изготовителя

Марка силового трансформатора	$S_{\text{НОМ.Т}}$ , МВА	Данные завода изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор»					
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
Трансформатор силовой двухобмоточный класса 35 кВ, с РПН на стороне ВН	16,0	35,0	6,3	10	85,0	14,5	0,75
Ориентировочная цена завода изготовителя: 10 100 000 руб.							

Коэффициент загрузки трансформаторов будем определять ссылаясь на методическое пособие [4]:

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (3.3)$$

$$K_{3.В} = \frac{17,7}{16} = 1,1$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (3.4)$$

$$K_{3.Н} = \frac{14,4}{16} = 0,9$$

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

Далее, по формуле, определим потери холостого хода в силовом трансформаторе при активной и реактивной мощностях:

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

$$P'_x = 14,5 + 0,05 \cdot 120 = 20,5 \text{ кВт}$$

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

$$Q_x = \frac{0,75}{100} \cdot 16000 = 120 \text{ квар}$$

По полученной информации завода-изготовителя о характеристиках силового трансформатора ТДНС-16000/35-У1, которая представлена в таблице 3.1, определим потери мощности в режиме КЗ:

$$P'_{\text{к.н.}} = P_{\text{к.н.}} + k_{un} \cdot Q_{\text{к.н.}}; \quad (3.7)$$

$$P'_{\text{к.н.}} = 170 + 0,05 \cdot 4060 = 373 \text{ кВт};$$

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

$$P'_{\text{к.в.}} = 0 + 0,05 \cdot 290 = 14,5;$$

При этом активные потери в обмотках трансформатора определяются:

$$P'_{\text{к.в.}} = 0 \quad (3.9)$$

$$P_{\text{к.н.}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{к.ВН-НН}}; \quad (3.10)$$

$$P_{\text{к.н.}} = 2 \cdot 85 = 170 \text{ кВт}$$

Определим потери в обмотках трансформатора высокой стороны  $Q_{к.в.}$  и низкой стороны  $Q_{к.н.}$  на основании данных завода изготовителя и условий работы трансформатора по формулам 3.11, 3.12:

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.(\%)}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.11)$$

$$Q_{к.н.} = \frac{U_{к.н.(\%)}}{100} \cdot S_{НОМ.Т}; \quad (3.12)$$

где  $U_{к.в.}$ ,  $U_{к.н.}$  – расчетные значений напряжений для режима короткого замыкания в первично и вторичной обмотке трансформатора (определяются по выражениям 3.13, 3.14).

$$Q_{к.в.} = \frac{1,8125}{100} \cdot 16000 = 290 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н.} = \frac{25,375}{100} \cdot 16000 = 4060 \text{ квар}$$

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.13)$$

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot 14,5 = 1,812 \text{ \%};$$

$$U_{к.н.} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.14)$$

$$U_{к.н.} = 1,75 \cdot 14,5 = 25,375 \text{ \%};$$

Далее, по выражению 3.15, определяем годовые затраты на потери энергии  $I_э$ , учитывая отдельную работу силовых трансформаторов:

$$I_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э ; \text{ руб} \quad (3.15)$$

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

Где  $\Delta W_{пс}$  – потери электроэнергии при отдельной работе силовых трансформаторов, кВт·ч;

$C_э$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч

В соответствии с методикой определения стоимости электроэнергии, определим  $C_э$ :

$$C_э = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta, \quad (3.16)$$

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

где  $\alpha$  – ставка тарифа за 1 кВт договорной мощности, принимаем равной 270 кВт;

$\beta$  – дополнительная ставка тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной счетчиком, принимаем 0,9 кВт·ч.

Определим затраты приведенные  $Z_{пр}$ :

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I_0 + I_э; \quad (3.17)$$

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 10100000 + 949400 + 1827653 = 4\,292\,053 \text{ руб};$$

где  $K$  - капитальные затраты на оборудование ПС = 10 100 000 руб.

$I_0$  – годовые отчисления определяем по выражению 3.18:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \text{ руб} \quad ()$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 10\,100\,000 = 949400 \text{ руб}.$$

Где  $p_{\text{сум}} = p_a + p_{ор}$  – суммарный коэффициент отчислений, для ПС 35/6 кВ принимаем равным 0,094;

$p_a$  - отчисления на амортизацию;  $p_{ор}$  - отчисления на обслуживание и ремонт.

По результатам расчёта технико-экономических показателей для установки одного трансформатора марки ТДНС 16000/35-У1 необходимо затратить 4 292 053 руб.

#### **4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ понижительной подстанции**

Короткое замыкание является самым опасным фактором нарушения работы оборудования. При коротком замыкании возникает мгновенное увеличение силы тока, настолько сильное, что токоведущие части и оборудование могут получить серьёзные повреждения. Для прогнозирования возможных последствий от возникновения КЗ необходимо производить расчёт токов КЗ. Это позволяет смоделировать гипотетическое возникновение аварии и определить необходимые меры защиты для снижения её последствий.

При расчёте значений токов КЗ важными факторами будут являться параметры внешней системы электроснабжения, выбранного оборудования и расчетной схемы и режима работы нейтрали силовых трансформаторов.

Поскольку схема соединений подстанции является радиальной, она в полной мере будет учитываться при производстве расчёта токов КЗ.

Для того, чтобы снизить ущерб от возникновения короткого замыкания, а также для упрощения восстановления схемы электроснабжения объектов, необходимо произвести расчёт показателей токов короткого замыкания, а после, в соответствии с расчётами произвести выбор требуемого оборудования.

При производстве расчётов, места точек короткого замыкания будем выбирать так, чтобы при моделировании возникновения КЗ расчётный участок цепи находился в максимально тяжёлых условиях.

Для проведения расчета токов КЗ требуется составить схему замещения расчётной сети электроснабжения. На рисунке 4.1 предоставлена расчетная схема замещения сети ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз» для прямой и нулевой

последовательности. В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 35 и 6 кВ.

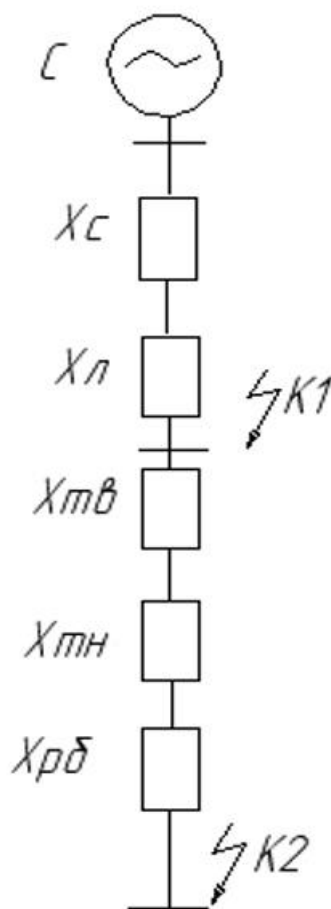


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети 35 и 6 кВ для расчета токов КЗ

Для производства дальнейших расчётов [7] определим параметры схемы замещения представленной на рисунке 4,1:

Система:  $U_H=37\text{кВ}$ ,  $S_B=1000\text{МВ}\cdot\text{А}$ ,  $x_c=7,83\text{ Ом}$

ВЛ:  $x_{уд}=0,3\text{ Ом/км}$ ,  $l=6\text{ км}$ ,  $700\text{ м}$ ,  $U_H=37\text{ кВ}$ ,

Трансформатор:  $S_{КЗ}=1500\text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $S_B=1000\text{ МВ}\cdot\text{А}$ .

Необходимо определить сопротивление для данной схемы замещения в относительных единицах.

#### 4.1 Расчет токов КЗ в точке К1

Система:

$$X_c = x_c \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (4.1)$$

$$X_c = 7,83 \cdot \frac{1000}{37^2} = 5,71 \text{ о.е}$$

Воздушной линии:

$$x_{л} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (4.2)$$

$$x_{л} = 0,3 \cdot 6,7 \frac{1000}{37^2} = 2,93 \text{ о.е};$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{к1} = x_c + x_{л} \quad (4.3)$$

$$X_{к1} = 5,71 + 2,93 = 8,64 \text{ о.е}$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.4)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока К.З. в точке К1:

$$I_{к1} = \frac{E'_6}{x_{к1}} \cdot I_6 \quad (4.5)$$

$$I_{к1} = \frac{1}{8,64} \cdot 15,6 = 1,794 \text{ кА}$$

Определим мощность К.З.:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_{k1} \cdot U_H \quad (4.6)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 1,794 \cdot 37 = 114,97 \text{ МВА}$$

Ударный ток К.З:

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1};$$

$$(4.7)$$

$$i_{уд} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,794 = 4,566 \text{ кА};$$

Где  $k_{уд}=1,8$  - ударный коэффициент

#### 4.2 Расчет токов К.З. в точке К2:

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{к,\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_H}; \quad (4.8)$$

$$x_T = \frac{10,0 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 0,1 \cdot 62,5 = 6,25 \text{ о. е};$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{к2} = x_c + x_{л} + x_T \quad (4.9)$$

$$X_{к2} = 5,71 + 2,93 + 6,25 = 14,89 \text{ о. е}$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.10)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА};$$

Периодическая составляющая тока К.З. в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{E'_6}{x_{к2}} \cdot I_6 \quad (4.11)$$



$$I_{к2} = \frac{1}{14,89} \cdot 91,65 = 6,15 \text{ кА};$$

Определим мощность К.З:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_{к2} \cdot U_n \quad (4.12)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 6,15 \cdot 6,3 = 67,1 \text{ МВА};$$

Ударный ток К.З:

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к2};$$

$$(4.13)$$

$$i_{уд} = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,15 = 14,95 \text{ кА};$$

Где  $k_{уд}=1,72$  - ударный коэффициент

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 35/6 кВ «НШ»

Шины	Место КЗ	$U_n$ , кВ	$I_k$ , кА	$I_{уд}$ , кА
ВН	К1	37	1,794	4,566
НН	К2	6,3	6,15	14,95

По итогу, благодаря вычисленным данным, в соответствии с пунктом квалификационной работы 1.2. производим выбор оборудования, ссылаясь на предъявляемые требования нормативной и технической документации [5].

## 5 Выбор электрических аппаратов ПС 35/6 кВ Нижний шлюз

### 5.1 Условия выбора оборудования

При выборе электрических аппаратов для подстанции 35/6 кВ «Нижний шлюз» выбор производим отталкиваясь от требований ПУЭ [4]

Для подбора параметров выключателя необходимо определить, проходящий через него, максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ и 6 кВ.

Учитывая перегрузочную способность трансформатора равную 40%, по выражениям 5.1 и 5.2 определим максимальный рабочий ток по высокой и низкой стороне.

$$I_{max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \cdot 10^3 \quad (5.1)$$

$$I_{max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 10^3 = 349 \text{ А}$$

Максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения равен:

$$I_{max}^{HH} = 0,7 \cdot \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} \cdot 10^3 \quad (5.2)$$

$$I_{max}^{HH} = 0,7 \cdot \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 10^3 = 1026 \text{ А}$$

В таблице 5.1 сведём показания рабочих и аварийных токов, учитывая, что значения ударных токов КЗ были рассчитаны ранее.

Таблица 5.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах ПС 35/6 кВ

Шины ВН			Шины НН		
$I_{max p}$ , А	$I_{K3}$ , кА	$I_{уд}$ , кА	$I_{max p}$ , А	$I_{K3}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
349	1,794	4,566	1026	6,15	14,95

## 5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-35 кВ

При нормальном рабочем режиме сети высоковольтный выключатель выполняет функции коммутации. При аварийных режимах выключатель отключения и прекращения подачи питания на повреждённый участок.

На основании данных таблицы 5.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах ПС 35/6 кВ и в соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 2011 «Указание по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ» выбираем выключатель 35 кВ по требуемым для наших задач параметрам.

Выбор выключателя требует обязательной его проверки на термическую и динамическую стойкость. Согласно СТО 56947007-29.240.35.164-2014 определён ряд стандартных значений по которым и будем производить выбор коммутационного оборудования.

При проектировании подстанций, в соответствии с назначением высоковольтных выключателей, их выбирают по четырём основным условиям:

1 Определение соответствия аппарата рабочему напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (5.3)$$

2 По длительному току:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (5.4)$$

3 Отключающая способность коммутационного аппарата  $I_{\text{(откл.ном)}}$  должна быть больше  $I_{\text{(п. } \tau)}$  - периодического тока отключения к моменту времени ( $\tau$ ).

$$I_{(п. \tau)} \leq I_{(откл.ном)} \quad (5.5)$$

4 Условие проверки на апериодический ток отключения к моменту времени ( $\tau$ ), размыкания дугогасительных контактов

$$I_{(\alpha, \tau)} \leq i_{(\alpha, ном)} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{(откл.ном)}, \quad (5.6)$$

Согласно государственным стандартам, при неподходящем условии отключения апериодического тока выключателя допускается его проверка по полному току:

$$\sqrt{2} I_{(п. \tau)} + i_{(\alpha, \tau)} \leq \sqrt{2} I_{(откл.ном)} (1 + \beta_{ном}), \quad (5.7)$$

где  $i_{\alpha, ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ для времени  $\tau$ ;

$\beta_{ном}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, для выключателей с  $\tau$  сек 0,04 сек составляет = 0,4; для  $\tau = 0,075$  сек составляет 0,2, определяем по нормированной кривой апериодической составляющей в справочной литературе;

$\tau$  – минимальное время от возникновения короткого замыкания до момента расхождения контактов.

Условие проверки по выключающей способности проводим по выражению 5.8:

$$I_{уд} \leq I_{вкл}, I_{(п(0))} \leq I_{вкл}, \quad (5.8)$$

Учитывая значения предельных сквозных токов по выражению 5.9 проверяем коммутационный аппарат на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, I_{(п(0))} \leq I_{вкл}, \quad (5.9)$$

где  $i_{дин}$  – наибольший ток электродинамической устойчивости,

$I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

Согласно выражению 5.10 проверяем коммутационный аппарат по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.10)$$

где  $W_K$  – тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$$W_K = I_{п(0)}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}), \quad (5.11)$$

$I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время протекания тока термической стойкости.

Вместо установленных выключателей С-35М-630-10 к установке рассмотрим выключатель вакуумный типа ВВН-СЭЦ-П-35. По информационным данным технических характеристик вакуумного выключателя от завода изготовителя составим таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Технические характеристики ВВН-СЭЦ-П-35 кВ

Наименование параметра	
$U_{ном}$ , кВ	35
$I_{ном}$ , А	1000
$I_{дин}$ , кА 3 сек	25
$I_{период}$ КЗ, кА	25
$W_K$ , кА	63
$t_{выкл.соб}$ , сек	0,04
$t_{выкл.пол}$ , сек	0,06
$t$ – окружающего воздуха, С	+40/-60
Принцип гашения дуги	Гашение электрической дуги в вакууме
Вид привода	Управляется пружинно-моторным приводом

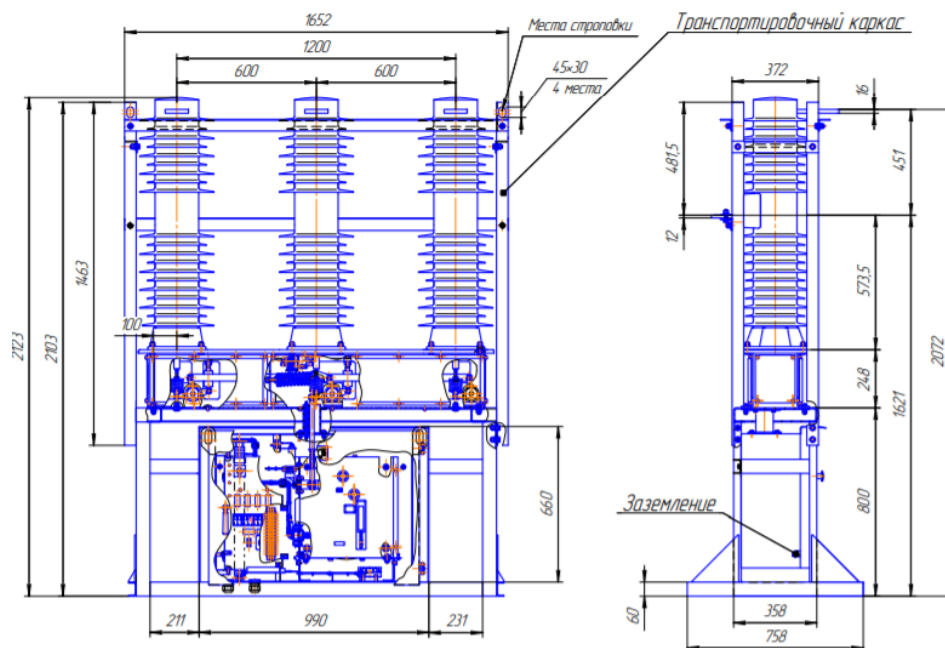


Рисунок 5.1 – Габаритные размеры ВВН-СЭЩ-П-35-25/1000 УХЛ1

Условие проверки выключателя на стороне ВН:

$$i_{\max} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.12)$$

$$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C} \geq I_k^2 \cdot t_k, \quad (5.13)$$

где  $t_k$  – время протекания тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ,  $t_k = 3$  с, время отключения выключателя со стороны питания.

Сопоставив каталожные данные с расчётными делаем вывод, что выбранный выключатель по своим характеристикам подходит для установки на подстанцию 35/6 кВ «Нижний шлюз».

Таблица 5.3 – Расчётные значения при выборе ВВН 35 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	349 А	1000 А
$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C} \geq I_k^2 \cdot t_k,$	1,794 кА <sup>2</sup> с	25 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{\text{пр.с}},$	4,566 кА	63 кА

### 5.3 Выбор разъединителей 35 кВ

В схеме подстанции 35/6 кВ «НШ» для создания видимого разрыва существуют разъединители, которые позволяют производить обслуживание электрооборудования.

Выбор разъединителей будем производить в соответствии с требуемыми условиями. Для установки на подстанции «Нижний шлюз» рассмотрим разъединители РГП-СЭЩ -2- 35/1000 УХЛ1

Таблица 5.4 – Условия выбора разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{пр} > U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	349 А	1000 А
$I_{Т.С}^2 \cdot t_{Т.С} \geq I_k^2 \cdot t_k$	1,794 кА <sup>2</sup> с	20 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{пр.с}$	4,566 кА	50 кА

Выбранный разъединитель РГП-СЭЩ -2- 35/1000 УХЛ1 соответствует всем требованиям.

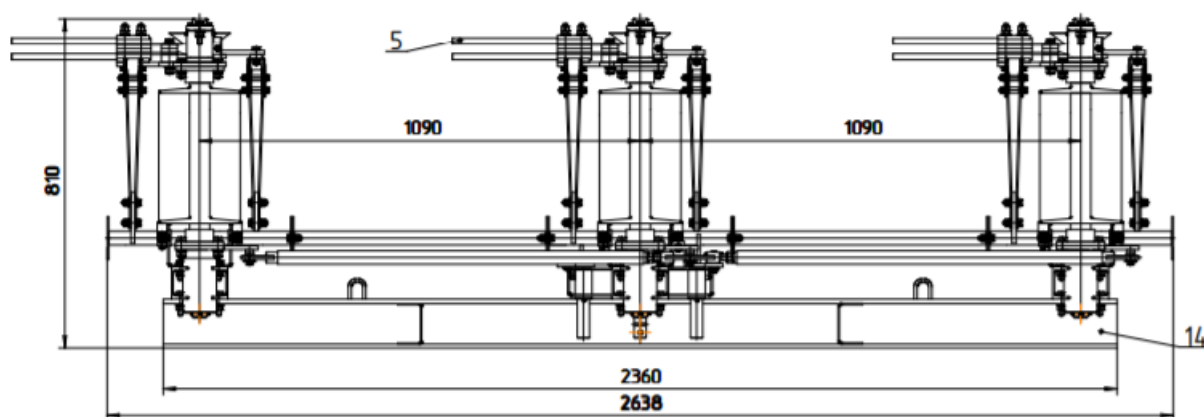


Рисунок 5.2 – Разъединитель распределительного устройства 35 кВ

## 5.4 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

В процессе работы подстанции необходим контроль измерений и защита оборудования от последствий аварий. Для осуществления снижения величины тока до измеряемой применяются измерительные трансформаторы тока (ТТ)

«Трансформаторы могут быть встроенными в электрооборудование и выносными, наружной или внутренней установки». Их выбор будем осуществлять сопоставляя в таблице 5.5 каталожные данные от завода-изготовителя с расчётными данными, требуемыми при выборе измерительных трансформаторов тока.

Поскольку трансформатор тока устанавливается в одной цепи с выключателем, параметры его выбора будут аналогичны.

Таблица 5.5 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	349 А	400 А
$I_{Т.с}^2 \cdot t_{Т.с} \geq I_k^2 \cdot t_k$	1,794 кА <sup>2</sup> с	40 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{пр.с}$	4,566 кА	100 кА

В соответствии с пунктом 1.3 данной работы к установке примем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-IV-04 400/5.

К вторичной обмотке трансформаторов тока подключаются контрольно-измерительные приборы, осуществляющие визуальный контроль за показаниями электрических величин. В таблице 5.6 сведены данные классов точности вторичных обмоток выбранного трансформатора тока для подключения тех или иных приборов.



Таблица 5.6 – Технические данные трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ–35–IV-04 400/5

Наименование параметра	Данные
Количество вторичных обмоток	1-6
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1; 3; 5; 10
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P;10P
Номинальный первичный ток, А	400
Номинальный вторичный ток $I_{ном}$ , А	5

Для того, чтобы минимизировать погрешность трансформатора тока (ТТ) из-за недостаточной загрузки первичной обмотки, показания номинального тока его первичной обмотки должны быть максимально близки к рабочему току установки:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном} \quad (5.14)$$

Где  $Z_{2нагр}$  - вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$  - номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

$Z_{2нагр} = r_{2нагр}$  поскольку индуктивное сопротивление соединительных проводов незначительное

По выражению 5.15 определяется предельно допустимое сопротивление жилы кабеля:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{номр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (5.15)$$

где  $I_{ном}$  – номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{пер}$  - переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

$S_{каб}$  - расчётное сопротивление жилы провода, определяется по формуле 5.16:

$$S_{каб} \geq \frac{I_{каб}}{\gamma \cdot r_{2пр.дон}}, \quad (5.16)$$

Где  $I_{каб}$  - длина контрольного кабеля в метрах,

Для меди удельная проводимость жилы контрольного кабеля будет равна  $\gamma = 57$ .

Таблица 5.7 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 35 кВ и 6 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} > U_{ном}$	35кВ	35кВ
	6кВ	6кВ
Длительный номинальный ток		
Цепь силового трансформатора $I_{max} \leq I_{ном}$ , в цепи 35 кВ	349А	400/5 А
Цепь силового трансформатора $I_{max} \leq I_{ном}$ , в цепи 6 кВ	1026 А	1200/5 А
Цепь секционных выключателей $I_{max} \leq I_{ном}$	698 А	750/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$ ,	4,566 кА	100 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K \leq I_{2тер} t_{тер}$	1,794 кА <sup>2</sup> с	40 кА <sup>2</sup> с

Питание от трансформатора тока распределять будем в соответствии с требуемым классом точности вторичной обмотки, ссылаясь на ПУЭ [3]. Приборы учёта подключим к выводам точностью 0,2S, класс 0,5 будет соответствовать для подключения всех имеющихся технических измерительных приборов, а выводы вторичной обмотки с классом точности 5P и 10P необходимы для подключения устройств РЗА.

В результате присоединения вторичной обмотки будут выглядеть следующим образом:

- Класс точности 0,2S - счётчики электроэнергии Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р;
- Класс точности 0,5 – измерительные преобразователи АЕТ-3110,2 ВА;
- Класс точности 5P и 10P – устройства релейной защиты и автоматики.

Проведём расчёт для определения сечения соединительных кабелей. Выбираем самый длинный участок присоединяемый к выводу вторичной обмотки с классом точности 0,2S с длиной кабеля 105 метров. Счётчик Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р и измерительный преобразователь АЕТ-211 – 0,2 ВА подключены к одной фазе, которая является самой загруженной.

L – длина соединительного кабеля, м. L=105 м.

$$r_{2np.\partial on} = \frac{30-0,3}{5^2-0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{каб} \geq \frac{I_{каб}}{\gamma \cdot r_{2np.\partial on}} = \frac{105}{57 \cdot 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Для соединения приборов релейной защиты и автоматики трансформатору тока принимаем кабель сечением 2 мм<sup>2</sup>.

## 5.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы для подачи питания на приборы измерения защиты, автоматики и сигнализации.

Установку трансформаторов напряжения будем производить на шины 35 и 6 кВ. На каждую фазу будет устанавливаться отдельный однофазный трансформатор напряжения (ТН), выбор которых будем производить согласно напряжению установки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности выводов вторичных обмоток и вторичной нагрузке.

Для определения конкретных характеристик выбираемого трансформатора напряжения, в соответствии с выражением 5.17 определяем нагрузку подключаемых приборов:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}} \quad (5.17)$$

Где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность ТН в выбранном классе точности.  $S_{\text{НОМ}}$  - для однофазного ТН соединённых в звезду считаем суммарную мощность всех трёх фаз, а для схемы соединения открытого треугольника принимаем удвоенную мощность одного ТН.

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и защит.

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка ТН 35 кВ

Средство измерения	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

Продолжение таблицы 5.8

Счетчики АИИСКУЭ	2	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р	50	15/3
ФОЛ	3	РЗиА	50	10/3
Резерв	4,5	-	50	

По высокой стороне 35 кВ к установке примем трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-СЭЦ-35. На рисунке 5.3 представлен трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-35

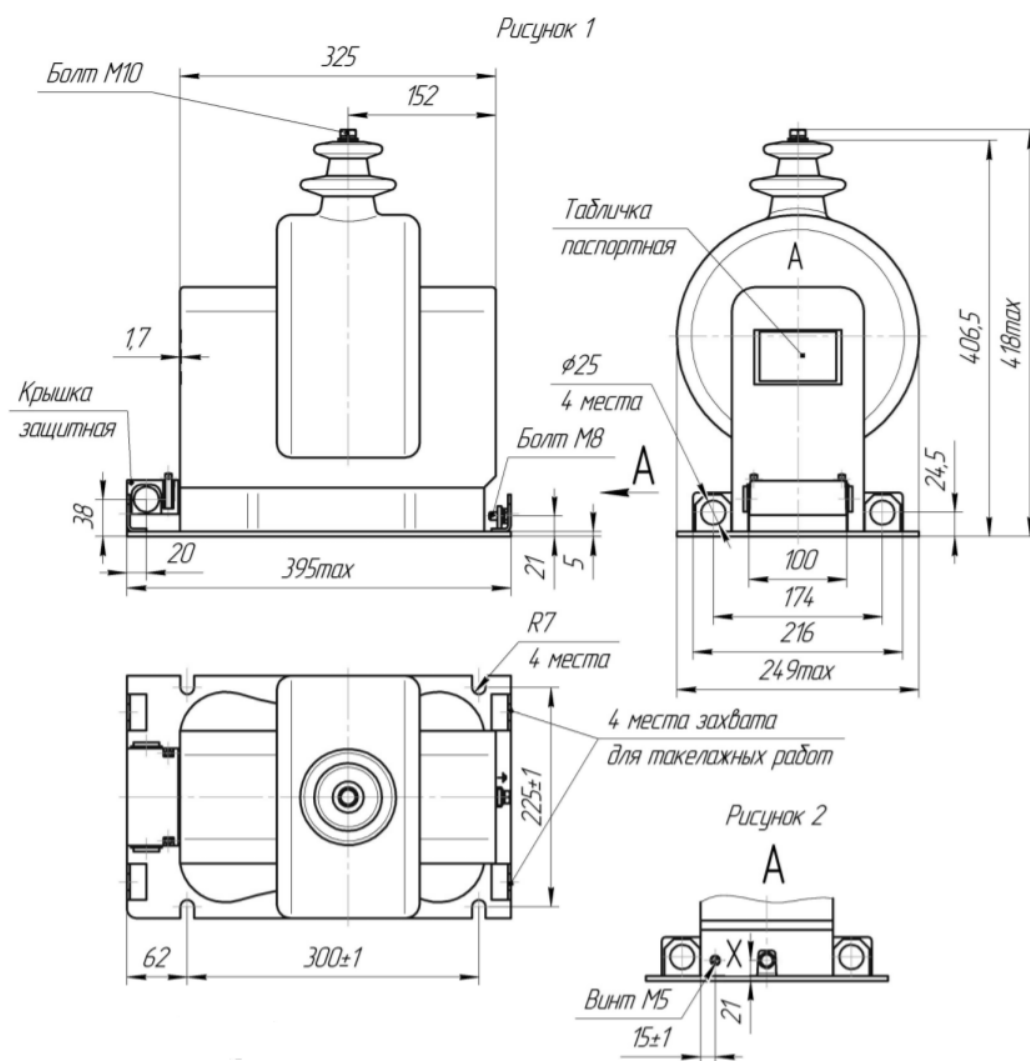


Рисунок 5.3 - Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-35

## 5.6 Выбор ОПН для распределительного устройства 35 кВ

Ограничитель перенапряжения на сегодняшний день одно из самых эффективных средств защиты от грозových и коммутационных перенапряжений.

В таблице 5.9 представлены технические данные ограничителей перенапряжения 35 кВ

Таблица 5.9 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 35 кВ

Характеристика	ОПН-35/40,5/10/400 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	35
Номинальное напряжение ОПН, кВ	51
Номинальный разрядный ток, кА	10

## 5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ

На сегодняшний день при реконструкции закрытого распределительного устройства наиболее актуальным решением является комплексная установка помещения КРУ-6кВ и секций с ячейками выключателей от производителя. Для выполнения технических требований при выборе оборудования КРУ 6 кВ необходимо выбрать оборудование 6 кВ в соответствии с ГОСТ Р 52726-2007. Ячейки должны укомплектовываться вакуумными выключателями.

Для выполнения ремонтно-наладочных работ в процессе эксплуатации выключатель должен быть установлен на выкатной тележке, а токоведущие части секции должны закрываться.

Ячейки КРУ 6 кВ должны быть современные, производитель должен обеспечить доставку в заранее оговоренные сроки без опозданий;

Для выполнения предписанных требований по установке оборудования при реконструкции понизительной подстанции 35/6 кВ «Нижний шлюз» необходимо следовать указаниям государственных стандартов и методических указаний. Так при выборе трансформатора напряжения в КРУ 6 кВ необходимо соответствовать требованиям ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» и учитывать мероприятия по безопасности согласно СТО 56947007- 29.240.10.191-2014.

В устанавливаемых ячейках КРУ 6 кВ в соответствии с СТО 56947007 29.240.01.221-2016 должны предусматриваться мероприятия по защите сети от перенапряжения, ячейки укомплектовываются ОПН.

Таким образом к установке принимаем модульное здание с ячейками компании «Элтехника» г. Санкт-Петербург, КРУ серии Волга. Подобный комплект оборудования уже используется на других подстанциях ЗАО «ЭиСС» и производитель зарекомендовал себя как надёжный поставщик качественного оборудования с соответствующим сервисом.

Установка данных ячеек позволит обеспечить выполнение всех, указанных выше, требований. В данных ячейках устанавливаются современные вакуумные выключатели VF12-M-10-31,5-B-2000-16.00 УЗ, которые обеспечивают коммутационные функции и функции защиты, надёжные измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛП-ЭК М1 6кВ и трансформаторы тока ТЗЛК-0,66 100, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы.

Корпус ячеек КРУ «Волга» выполнен из стали с покрытием из алюминивно-цинкового сплава и разделен на отдельные отсеки по функционалу. Каждый отсек имеет отдельный канал, позволяющий

безопасно снижать избытки. Подобные меры безопасности позволяют защитить обслуживающий персонал в случае возникновения внутренних дуговых коротких замыканий. Обеспечение безопасной эксплуатации оборудования КРУ серии «Волга» выполняется за счёт наличия систем встроенных блокировок соответствующих требованиям ГОСТ и ПУЭ.

Кабельные и шинные присоединения имеют удобный доступ, что обеспечивает простоту монтажа и наладки. За счёт качественного оборудования и сборки минимизируются экономические затраты на ремонт и техническое обслуживание. За счёт прокладки цепей вторичных коммутаций в металлических кабель-каналах повышается их помехозащищённость и защита от механических воздействий. На ячейках имеются окошки для визуального осмотра внутреннего пространства КРУ, которое освещается за счёт светодиодных осветительных приборов, не требующих замены в течение всего срока эксплуатации. Всё это обеспечивает необходимую надёжность при дальнейшей эксплуатации на длительный период времени.

### **5.7.1 Выбор выключателей на 6 кВ**

Внутри шкафа КРУ входят вакуумные выключатели типа VF12-M-10-31,5-B-2000-16.00 УЗ с пружинным приводом. Проведём их проверку на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Сопоставив данные расчёта и характеристики выключателя от завода-изготовителя, составим таблицу 5.10



Таблица 5.10 – Условия выбора выключателей в цепи силового трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	1026 А	2000 А
$I_{Т.с}^2 \cdot t_{Т.с} \geq I_k^2 \cdot t_k$	6,15 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с
$I_{п.т} < I_{ном.откл}$	14,95 кА	31,5 кА

### 5.7.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Трансформаторы тока являются неотъемлемой частью системы по оснащению оперативным током оборудования подстанций. И правильно подобранный ТТ обеспечивает рабочий ток для измерительных приборов, системы сигнализации и оповещения, релейной защиты и автоматики, необходимой при работе электрооборудования.

Для того чтобы произвести измерения силы тока на шинах 6 кВ необходимо произвести их преобразование в показания, величина которых безопасна для измерительных приборов, релейного оборудования и приборов учёта. Первичная обмотка трансформатора тока присоединяется по высокой стороне в рассечку цепи последовательно и имеет характеристики номинального тока максимально близкого к рабочему току установки. К вторичной обмотке присоединяют измерительные приборы, системы сигнализации и оповещения, релейную защиту и автоматику. Для вторичной обмотки ТТ характерна величина тока равная 5 А.

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТЛО-10 М1 ООО «Электрощит-К». В таблице 5.11 сводим расчётные данные с характеристиками выбираемого трансформатора тока ТЛО-10 М1 от завода-изготовителя.

Таблица 5.11 – Расчетные и каталожные данные ТТ ТЛО-10 М1

Расчетные данные	Каталожные данные: ТЛО-10 М1
$U_{уст} \leq U_{ном}, 6\text{кВ}$	6 кВ
$I_{max} = 1026 \text{ А}$	$I_{ном} = 1050 \text{ А}$
$i_{уд} = 14,95 \text{ кА}$	$I_{дин} = 150 \text{ кА}$
$B_k = 6,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные с КИП и А представлены в таблице 5.12

Таблица 5.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Перечень средств измерений	Тип прибора	Нагрузка по фазам		
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Варметр	СР 3020	0,7	0,7	0,7
Счетчики активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р	0,1		
Итого		0,84	0,84	0,84

Сопротивление приборов будем определять по выражению 5.18. Это необходимо сделать в соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 для дальнейшего определения сечения подключаемых контрольных кабелей.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приборов}}}{I_2^2} \quad (5.18)$$

Где  $I_2 = 5 \text{ А}$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов  $R_k = 0,1 \text{ Ом}$ , тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (5.19)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,034 - 0,1 = 1,066 \text{ Ом}$$

Провода будем использовать с медными жилами. Определяем сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (5.20)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,66} = 2,12 \text{ мм}^2$$

где  $l_p = l$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, медный провод ПРП с медными жилами и резиновой изоляцией в металлической оплетке.

### 5.7.3 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Трансформатор напряжения изолирует измерительные приборы и реле от цепи высокого напряжения. Принято стандартное напряжение вторичной обмотки равное 100 В, что позволяет использовать все измерительные приборы и реле на одинаковое напряжение. Кроме того первичная обмотка должна быть рассчитана на длительную работы с повышенным напряжением до 20%

Для выполнения технических требований при выборе трансформаторов напряжения КРУ 6 кВ необходимо следовать требованиям ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия», а также выбранный трансформатор напряжения должен быть установлен в соответствии с СТО 56947007- 29.240.10.191-2014. Следуя данным требованиям выбираем к установке ТН ЗНОЛП-ЭК М1 6кВ.

Расчетную вторичную нагрузку ТН представим в табличной форме таблице 5.13.

Таблица 5.13 – КИП во вторичной цепи ТН

Перечень средств измерений	Тип прибора	Мощность S, ВА	Число	Полная мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	4	10	40
ИТОГО				40

$$S_{\Sigma пр} = 40 \leq S_{ном} = 50 \text{ ВА}$$

Класс точности трансформаторов тока и напряжения «для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0. Для импортируемых счетчиков» [10].

«Для присоединения счетчиков технического учета допускается использование трансформаторов тока класса точности 1,0, а также встроенных трансформаторов тока класса точности ниже 1,0, если для получения класса точности 1,0 требуется установка дополнительных комплектов трансформаторов тока. Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1,0» [10].

Трансформатор напряжения, который мы выбрали – ЗНОЛП-ЭК М1 6 кВ, характеризуется параметрами и классом точности, необходимыми для нормальной работы счетчиков мощностью 50 ВА, т.е. с нормируемой степенью точности. Делаем вывод, что предлагаемый к установке трансформатор напряжения, прошел проверку по классу точности.

## 6 Система оперативного постоянного тока

На современных подстанциях достаточно часто встречается аппаратура требующая питание от постоянного тока, к такой аппаратуре будут относиться различные электромагниты, обеспечивающие электромеханические блокировки, электромагниты коммутационных аппаратов, также цепи устройств РЗиА получают питание оперативного постоянного тока. Постоянный ток требуется и устройствам автоматики и телемеханики.

Для построения системы постоянного тока на подстанциях устанавливают комплекты щитов постоянного тока. Как правило, это шкаф аккумуляторных батарей (ШАБ), который обеспечивает стабильное питание системы, шкаф оперативного тока (ШОТ), который несёт в себе комплект оборудования в виде зарядно-выпрямительных устройств, поддерживающих заряд в АКБ в нормальном режиме работы, комплект аккумуляторных батарей, панелей распределения нагрузок и распределительных устройств. Питание со шкафа ШОТ идёт на шкаф распределения постоянного оперативного тока (ШРОТ), который устанавливают для приёма и распределения постоянного оперативного тока на устройства РЗиА, микропроцессорные терминалы и устройства телемеханики.

Для надёжности питания вторичных цепей в шкафу ШРОТ потребителей распределяют по секциям. Таким образом в случае потери питания на одной из секций АВР подаст сигнал на секционный выключатель и на отключенную секцию будет подано напряжение с рабочей секции.

## **7 Выбор релейной защиты и автоматики**

В некоторые периоды времени работы оборудования режим его работы, по разным причинам, нарушается и происходят неблагоприятные воздействия, они могут происходить по различным случаям, таким как аварии на линии, в следствии особенных воздействий окружающей среды, возможны сбои в работе оборудования по причине ошибок обслуживающего персонала, однако такие причины часто блокируются посредством установки безопасного оборудования, но могут происходить ненормальные режимы работы и, в следствии старения оборудования, например старения и потери своих свойств изоляции. Такие аварии несут за собой серьезные последствия в виде разрушений, что неизбежно приводит к возникновению самых страшных поломок, а именно возникновение короткого замыкание, которое сопровождается огромным скачком тока, выбросом тепловой энергии и как следствие полным нарушением электроснабжения потребителей. Для уменьшения последствий аварий и как следствие поломок рассчитывается персонально для каждой подстанции система защиты.

### **7.1 Микропроцессорная релейная защита**

В данной работе предусматривается оснащение реконструируемой подстанции микропроцессорными устройствами, они удобны как для обслуживающего персонала, производящего оперативные переключения, так и для персонала наладки РЗА.

Современные технологии позволяют использовать в электроэнергетике микропроцессорные устройства с обширным функционалом. Так комплекты микропроцессорной защиты обеспечивают наличие различных защит. Для защиты от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания

применяется двухступенчатая дифференциальная защита (токовая отсечка и защита с торможением).

- цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты;

- автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнал.

- ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора.

Устройства микропроцессорной защиты позволяют использовать функции автоматики и сигнализации, одной из которых является функция для контроля за состоянием трансформаторов по ряду дискретных сигналов.

При срабатывании защит электронный терминал значительно ускоряет поиск и, в последствии, устранение неисправностей или последствий аварий.

## **7.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Дифференциальная защита широко применяется уже не первое столетие, поскольку разработана ещё в конце XIX века. Задача релейной защиты срабатывать непосредственно при повреждениях на том участке, для которого она отстроена и, не срабатывать при нормальном режиме работы. Эта функция называется селективностью. Диф. защита абсолютно селективна и не имеет выдержки времени, по этому её использование в виде основной защиты важных элементов сети является наиболее актуальным решением.

«Продольная дифференциальная токовая защита основана на сравнении токов в начале и конце защищаемого элемента. Для выполнения защиты, например, линии на ее концах устанавливаются измерительные

трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации. Вторичные обмотки трансформаторов тока одноименных фаз и реле соединяются с помощью вспомогательных проводов так, чтобы при коротком замыкании вне защищаемой зоны, ограниченной измерительными трансформаторами, ток в реле отсутствовал, а при повреждении внутри зоны был равен току короткого замыкания» [3]. В случае КЗ на защищаемом участке приводит к отключению трансформатора посредством отключения выключателя в цепях высшего и низшего напряжения, отключая его от сети.

В соответствии с выражением 7.1 ток уставки срабатывания диф. защиты трансформатора отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{c.з} \geq k_H I_{нб}, \quad (7.1)$$

Где  $k_H$  - коэффициент надежности  $k_H=1,3$  с учётом погрешности реле, ошибки расчета и требуемого запаса;

$I_{нб}$  - ток небаланса, который течёт через защиту во время внешнего КЗ определяем по формуле 7.2;

$$I_{нб} = k_A \cdot k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{п,(0)Внеш}, \quad (7.2)$$

$k_A$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ,  $k_A = 1$ ;

$k_{одн}$  - коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

$f_i$  - допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Внеш}$  - периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{нб} = 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 13,3 = 0,665 \text{ кА}$$

$$I_{c.з} = k_H I_{нб} = \text{кА}$$

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 0,665 = 0,864 \text{ кА}$$



В соответствии с выражением 7.3 проведём проверку тока срабатывания защиты по условию включения трансформатора под напряжение без нагрузки:

$$I_{с.з} \geq k_H I_{ном.Тр} , \quad (7.3)$$

Где  $k_H$  - коэффициент надёжности, равен 1,2;

$I_{ном.Тр}$  - номинальный ток трансформатора.

$$I_{с.з} = 864 > 249 \cdot 1,2 = 299$$

По условию проверки (выражение 7.3) делаем вывод, что ток срабатывания ДЗТ не превышает значений номинального тока трансформатора с учётом коэффициента надёжности. Следовательно условие выполнено, для тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса  $I_{с.з} = 864$

По выражению 7.4 определим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты трансформатора,

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ\ мин}^{(2)} \cdot k_{сх N}^{(n)}}{I_{с.з} \cdot k_{сх N}^{(3)}} , \quad (7.4)$$

Где  $I_{КЗ\ мин}^{(2)}$  - минимальное значение тока двухфазного короткого замыкания в зоне действия защиты;

$k_{сх N}^{(3)}$  - коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора. С высокой стороны силового трансформатора трансформатор тока соединяем в схему треугольник, а с низкой в звезду:

$$I_{п.о.к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п.(0)} = 0,86 \cdot 7,8 = 6,7 \text{ кА}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,7 \cdot 1}{0,864} = 7,75,$$

$K_{\text{ч}}$  ДЗТ равен 7,75, а по требованиям ПУЭ коэффициент чувствительности ДЗТ должен составлять не менее 2. По результату проведённых расчётов делаем вывод, что показатель коэффициента чувствительности удовлетворяет условию.

Согласно выражению 7.5 определяем вторичные токи в плечах защиты. Результаты согласно выражения занесём в таблицу 7.1

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (7.5)$$

Таблица 7.1 - Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	35 кВ	6 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539 \text{ А}$
$k_{\text{ТТ}}$	300/5	1600/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{264}{\frac{300}{5}} = 4,4 \text{ А}$	$\frac{1539}{\frac{1600}{5}} = 4,8 \text{ А}$

Первая ступень отсечки шкафа защит удовлетворяет требованиям.

## 8 Собственные нужды подстанции

Щит собственных нужд это главная артерия питания всей подстанции. Освещение всех помещений и ОРУ, обогрев помещений и оборудования, двигатели вентиляции, приводов коммутационных аппаратов и систем охлаждения, всё это получает питание от сети собственных нужд.

От собственных нужд (СН) получают питание крайне важные потребители. Ими являются цепи оперативного питания, системы связи, телемеханика, освещение, в том числе и аварийное, система пожаротушения.

ТСН небольшой мощности (до 40-63 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ 6 (10) кВ, для их подключения предусматривают ячейки с предохранителями (выключателями) и кабельными вводами. ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ 6(10) кВ. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ – к обмоткам НН основных трансформаторов.

Согласно новой схеме питание электроприёмников будет производиться от двух трансформаторов собственных нужд ТЛС-63/6 УХЛ2, которые находятся непосредственно в помещении КРУН - 6 кВ в ячейках № 10 (1 с.ш.) и № 22 (2 с.ш.). Подключение ТСН выполняется кабельными линиями от первой и второй с.ш. 6 кВ.

Щит собственных нужд выполняется в виде сборного шкафа напольной установки производства группы компаний «ЭКРА» с установленной аппаратурой для ввода и распределения питания 0,4 кВ для потребителей СН. Обеспечивает селективную защиту потребителей СН и осуществление АВР.

## 9 Молниезащита

Бесперебойное и качественное электроснабжение потребителей это одна из главных задач при разработке проектов по реконструкциям подстанций. Данная выпускная квалификационная работа не является исключением. На сегодняшний день качественно разработанная защита от попадания грозовых разрядов приобретает наибольшую актуальность из-за увеличения количества потребителей электроэнергии, которое крайне чувствительных к импульсам перенапряжений и различным помехам в сети.

Здания и сооружения на подстанции в обязательном порядке требуют наличие защитных молниеотводов для защиты оборудования от прямых ударов молнии.

Для защиты различного оборудования и сетей существуют разные виды молниезащиты, как, например, стержневые молниеотводы для защиты от ударов молнии здания и сооружения или тросовые молниеотводы, которые применяются для защиты воздушных линий электропередач.

Для того, чтобы минимизировать последствия дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений, при работе сети 6 кВ с замыканием одной фазы на землю, требуется предусмотреть установку высокоомных заземляющих резисторов. Конкретные характеристики резисторов определяются рабочей и проектной документацией, поэтому в данной работе они рассматриваться не будут. Однако для определения требуемых молниеотводящих элементов, защита которых должна покрывать определённую площадь, необходимо провести расчёты. Данные расчёты молниезащиты мы рассмотрим в пункте 9.1 выпускной квалификационной работы.

## 9.1 Расчёт молниезащиты подстанции

Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда:

$$h_0=0.8 \cdot h \quad (9.1)$$

$$r_0=0.8 \cdot h \quad (9.2)$$

Высота защищаемых объектов  $h_x=4$  м. Тогда:

$$r_{x1}=r_{x2}=\frac{r_0 \cdot (h_0-h_x)}{h_0} \quad (9.3)$$

$$r_{x1}=r_{x2}=\frac{12 \cdot (12-4)}{12} = 8 \text{ м}$$

Для защиты прочих объектов подстанции применим молниеотводы СМ15, высотой 20 м. Для участка ремонтной перемычки и разъединителей на стороне 35 кВ при высоте защищаемых объектов 7 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3}=r_{x4}=\frac{16 \cdot (16-7)}{16} = 9 \text{ м}$$

К установке на данном участке принято два молниеотвода СМ-20. Для защиты здания ЗРУ от прямых ударов молний применим два молниеотвода СМ-20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте ЗРУ 4,8 м.

$$r_{x5}=r_{x6}=\frac{16 \cdot (16-4,8)}{16} = 11,2 \text{ м}$$

## Заключение

В процессе написания выпускной квалификационной работы по теме реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ «Нижний шлюз» были выявлены ряд факторов, которые определили актуальность реконструкции электрической части данной подстанции, рассмотрено обоснование выбора того или иного оборудования и произведён расчёт для подбора характеристик в соответствии с требованиями.

Технические решения по реконструкции подстанции были определены в соответствии с нормативной документацией, стандартами и научной литературой по устройству электроустановок, их эксплуатации и обслуживанию при различных режимах работы. Для корректной работы подстанции в долгосрочной перспективе и успешному увеличению количества потребителей были подобраны два новых, соответствующих требуемым характеристикам, трансформатора большей мощности марки ТДНС-16000/35/6 кВ, которые будут устанавливаться по новой схеме ОРУ-35 кВ, взамен старых трёх менее мощных трансформаторов.

Для выбора коммутационных аппаратов и обеспечения безопасной работы электрооборудования, посредством подбора РЗА, были проведены расчёты токов короткого замыкания.

По данным расчётов значений токов аварийных режимов работы было выбрано коммутационное оборудование для сторон высокого и низкого напряжения, согласно государственным стандартам и техническим условиям.

Таким образом, определён данный вариант реконструкции ПС 35/6 кВ «Нижний шлюз», который выполнен в соответствии с требованиями правил и норм городских распределительных электросетей.

## Список используемых источников

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Афонин В.В., Электрические станции и подстанции: учебное пособие. – Тамбов: ТГТУ, 2015. – 89 с.
6. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. – 143с.
7. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. – 78 с
8. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. Образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. – 352 с.
9. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ю.А.Леньков Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.
10. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. – М.: КноРус, 2013. – 368 с.

11. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие. – СПб.: Лань, 2014. – 192с.
12. Кудрин Б.И, Жилин Б.И., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. – М.: МЭИ, 2013. – 412 с. 14. Анчарова Т.В., Стебунова Е.Д., Рашевская М.А. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. – Вологда: Инфра-инженерия, 2016. – 416 с.
13. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для среднего профессионального образования. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.
14. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
15. Шевченко Н.Ю., Бахтинаров К.Н. Электроснабжение: учебное пособие. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. – 92 с.
16. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры): учебное пособие. – Москва: РУСАЙНС, 2017. – 160 с.
17. Щербаков Е.Ф, Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие. – СПб.: Лань, 2014. – 192 с.
18. Sayenko Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 - 357 .
19. Ganizares C. A. Electric energy systems: analysis and operation // CRC Press. – 2013. – 647 p.
20. Li W.C. Risk assessment of power systems: models, methods and applications // Second edition. – 2014. – 250 p.



21. Watts H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems // Industrial engineering. – 2016. – 470 p.

22. Gaty L.R. Calculation of short circuit current // Journal of IEEE. – 2014. – Vol. 74. – No. 2. – Pp. 200 – 205.