

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 ПС 110/6 кВ «Карьер-69»

Студент

Э.В. Фрайман

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О.Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе бакалавра выполнены мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции «Карьер-69», расположенной в Октябрьском районе ХМАО-Югра Тюменской обл. Для этого был проведен: выбор типа, числа и мощности силовых понизительных трансформаторов, выбор электрической схемы электроснабжения первичных соединений подстанции, расчет и подбор электрических и коммутационных аппаратов (высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, выбор шинпроводов и токопроводов), выполнен расчет токов короткого замыкания, произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Актуальность реконструкции заключается в том, что существующее электрооборудование морально и технически устарело. Целью реконструкции является повышение надежности электроснабжения потребителей, т.к. потребность в качественном и бесперебойном энергоснабжении постоянно увеличивается, а убытки от простоев оборудования или поломок приносят значительный ущерб. Реконструкция также целесообразна с экономической точки зрения, так как снижаются затраты на обслуживание и ремонт оборудования.

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит пояснительную записку объемом 54 листа, дополняемой 10 таблицами и 8 рисунками, а также шестью чертежами формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is «reconstruction of the electrical part of the step-down substation "Quarry-69"», located in the Oktyabrsky district of the HMAO-Yugra of the Tyumen region.

The graduation work consists of an introduction, seven chapters, a conclusion, tables, a list of references, including foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The work touches upon: selection of the type, number and power of power step-down transformers, selection of the electrical power supply scheme for the primary connections of the substation, calculation and selection of electrical and switching devices (high-voltage switches, disconnectors, current and voltage transformers, selection of busbars and current lines), calculation of short-circuit currents, calculation of grounding and lightning protection of the substation.

Much attention is given to the choice of a power transformer because there have been changes in the amount of electrical load consumption. The relevance of the reconstruction is that the existing electrical equipment is morally and technically outdated.

The key issue of the senior thesis the goal is to increase the reliability of power supply to consumers, since the need for high-quality and uninterrupted power supply is constantly increasing, and losses from equipment downtime or breakdowns cause significant damage. Reconstruction is also feasible from an economic point of view, as the cost of maintenance and repair of equipment is reduced.

In conclusion we'd like to stress this work is relevant not only in relation to the selected object, but also affects the general tasks and goals of modern energy, such as improving the quality of electricity supplied, high electrical safety requirements, a comprehensive analysis of the commercial cost of electricity, reducing the cost of operation and repair of electrical equipment.

Содержание

Введение.....	5
1. Краткая характеристика объекта, обоснование реконструкции.....	7
1.1 Физико-географическое расположение объекта.....	7
1.2 Климатические условия.....	7
1.3 Характеристика объекта.....	8
1.4 Причины реконструкции.....	9
2. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	10
2.1 Проверка трансформаторов.....	11
2.2 Итоги выбора силовых трансформаторов.....	12
3. Выбор электрической схемы подстанции.....	13
4. Расчет токов короткого замыкания.....	17
5. Выбор электрических аппаратов.....	22
5.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	22
5.2 Выбор разъединителей.....	26
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	27
5.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
5.5 Выбор шин и токопроводов.....	35
5.6 Компенсация реактивной мощности.....	37
5.7 Внедрение АИИСКУЭ на объекте проектирования.....	38
6. Расчет заземления подстанции.....	42
7. Расчет молниезащиты подстанции.....	48
Заключение.....	51
Список используемых источников.....	52

Введение

В современном мире роль электричества и электроэнергии в целом огромна. Электричество сопровождает человека повсюду. «Делая свою жизнь комфортней, человек все более становится зависимым от электроснабжения. Любые отключения электроэнергии, пусть даже и кратковременные, имеют негативные последствия. Особенно это ощущается за городом в коттеджных и дачных поселках. При этом нельзя забывать о промышленных и социально значимых объектах, в которых наличие электроэнергии является необходимостью. Электрическая энергия – это наиболее перспективный вид электроэнергии, так её главным преимуществом является возможность передачи на значительные расстояния, а также способность преобразования в другие виды энергии» [1], [6].

Принятые решения по трансформаторной понижающей подстанции, в составе единой энергетической системы, должны определяться схемами развития энергосистемы, электрических сетей, с учетом перспективного роста нагрузок в районе использования. В электрических распределительных сетях строительство подстанции или реконструкция, а также техническое перевооружение действующих электроустановок «должно быть направлено на удовлетворение требований внешнего электроснабжения потребителей электроэнергии, оптимизации работы энергосистемы за счет обеспечения условий регулирования напряжения в нормальных и расчетных, послеаварийных режимах работы энергосистемы, в том числе установку РПН, компенсирующих и регулирующих устройств и другое» [7]. Исключение перегруженных участков электрической сети для снижения потерь электроэнергии, ограничение токов короткого замыкания.

Новые и реконструируемые электрические подстанции напряжением 110кВ и выше рекомендуется оснащать системами локального мониторинга и диагностики технического состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, элегазовых распределительных устройств и др.

Внедрение передовых проектных решений обеспечивает надежное и качественное электроснабжение потребителей, надежную работу энергосистемы, экономическую эффективность, экологическую безопасность и охрану окружающей среды, а также ремонтпригодность применяемого оборудования.

Проблема качества электроэнергии в электрических сетях энергосистем является одной из важнейших, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей. Непрерывный рост установленной мощности нелинейных, несимметричных и резкопеременных нагрузок приводит к ухудшению качества электроэнергии. В свою очередь низкое качество электроэнергии обуславливает ежегодные ущербы, составляющие сотни млрд. рублей.

«Проектирование подстанции должно быть реализовано в рамках действующей нормативно-технической базы, включающей требования и рекомендации «Правил устройства электроустановок» [10], «СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» [9], а также отраслевых правил, норм и инструкций [11].

Таким образом целью данной выпускной квалификационной работы бакалавра, является обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергии, повышение качества электроснабжения за счет замены электрооборудования на более современное.

1 Краткая характеристика объекта, обоснование для реконструкции

1.1 Физико-географическое расположение объекта

В административном отношении реконструируемая ПС 110/6 кВ «Карьер-69» расположена в Тюменской области, ХМАО-Югра, Октябрьский район. Район расположен в долине р. Оби, на ее левом берегу, в пределах приуральской части Сибирских увалов, именуемой Кондо-Сосьвинской возвышенностью. Рельеф территории полого-холмисто-увалистый, местами ступенчатый, сформирован ледниковой и водно-ледниковой деятельностью и расчленен местной гидросетью. Степень сейсмической опасности не представляет угрозы для проектируемого сооружения. Данная подстанция была спроектирована и введена в эксплуатацию в 1991г. Основные потребители – п.Пальяново, Пальяновское месторождение, Земснаряд.

1.2 Климатические условия

Климат данного района резко континентальный, зима суровая, холодная и продолжительная, лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течении года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха минус 2,2°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца, января, минус 20,9°С, а самого жаркого, июля, +17,2°С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь – минус 54°С, абсолютный максимум на июль +35°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98% - минус 44°С, обеспеченностью 0,92% - минус 41°С. Средняя продолжительность безморозного периода в воздухе 99 дней.

1.3 Характеристика объекта

В настоящее время ПС 110/6 кВ «Карьер-69» представляет собой открытую подстанцию, на территории которой расположены:

- ОРУ 110 кВ, выполненное по схеме 110-3Н;
- силовой трансформатор ТМН-6300/110/6;
- ошиновка на ОРУ 110 кВ выполнена проводом АС 70/11;
- КРУМ-6кВ состоит из 1 секции шин. Общее количество ячеек 6 кВ – 8шт.;
- на открытой части ПС установлен 1 отдельно стоящий шкаф с трансформатором собственных нужд типа ТМ-25/6.

Подстанция питается отпайкой от ВЛ 110 кВ Красноленинская – Каменная-2 от опоры № 72. Данная подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока с частотой 50 Гц, с отходящими линиями к потребителям.

ПС 110 кВ «Карьер-69» питает потребителей III категории. Максимальная мощность присоединяемых электроприемников – 1950 кВт. Основные потребители – п.Пальяново, Пальяновское месторождение, Земснаряд.

ЗРУ-6 кВ выполнено односекционным с одним вводом на секцию. Секционного выключателя нет. Релейная защита и автоматика ячеек ЗРУ-6 кВ выполнена на электромеханических реле. Питание электромагниты получают от УКП. Оперативный ток – переменный 220 В.

Для питания собственных нужд подстанции на территории ОРУ-110 кВ установлен ТСН 6/0,4 кВ мощностью 25 кВА. Учет электрической энергии осуществляется по стороне 6 кВ.

В ОПУ расположены панели защит силового трансформатора.

Оперативное и ремонтно-эксплуатационное обслуживание подстанции осуществляют оперативно-выездные бригады соответствующих служб АО «ЮТЭК-Региональные сети».

1.4 Причины реконструкции

Подстанция «Карьер-69» была введена в эксплуатацию около 30 лет назад. Заявленная мощность составляла 6,3 МВА. Мощность подстанции подбиралась под предполагаемое расширение месторождения нефти и газа, но на протяжении последних лет увеличение потребляемой мощности не произошло. На сегодняшний день суммарная мощность всех потребителей, подключенных к подстанции, составляет 1950 кВт. Таким образом, запас мощности превышен более чем в 3 раза.

Электрооборудование подстанции выработало нормативный ресурс, физически и морально устарело. На смену масляным выключателям приходят выключатели дугогасящей средой, в которых служат элегаз и вакуум. Показатели надежности защиты от перенапряжения после установки ограничителей перенапряжения в несколько раз выше, чем при установке вентильных разрядников. Кроме того, при замене разрядников на ограничители перенапряжения в электрических сетях появляются аппаратные средства защиты от внутренних перенапряжений.

Схема электроснабжения подстанции остается прежней – выполнена по типовому решению «№110-3Н Блок (линия- трансформатор) с выключателем» [13]. «Схема применяется для тупиковых или ответвительных одно трансформаторных подстанций при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от высоковольтной линии электропередач, питающей несколько понизительных подстанций. В схеме пускового этапа РУ (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме)» [15].

Таким образом, в данном разделе приведена краткая характеристика объекта и обоснование для проведения реконструкции подстанции.

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

В данной работе можно обойтись без графика нагрузки, т.к. в рабочей документации по реконструкции мы имеем следующие данные:

- суммарная активная мощность потребителей равна – 1950 кВт;
- коэффициент мощности потребителей, $\cos \varphi = 0.96$;
- коэффициент реактивной мощности, $\operatorname{tg} \varphi = 0.28$

Для дальнейших расчетов найдем максимальные значение реактивной (Q_{max}) и полной (S_{max}) мощностей. Все результаты сгруппируем в таблице 1.

$$Q_{max} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1950 \cdot 0.28 = 546 \text{кВАр} \quad (1)$$

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi} = \frac{1950}{0.96} = 2031 \text{кВА} \quad (2)$$

Таблица 1 – Исходные данные электрических нагрузок

Наименование величин	P_{max}	Q_{max}	S_{max}	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Значение	1950	546	2031	0,96	0,28

На данный момент на подстанции установлен силовой трансформатор ТМН-6300/110/6. Потребители относятся к III категории, а также учитывая ограниченную площадь подстанции и расположение оборудования, не подлежащего реконструкции будем устанавливать один трансформатор.

Руководствуясь исходными данными, указанными в таблице 2.1, из каталога производителя силовых трансформаторов ООО «Тольяттинский Трансформатор» выберем подходящий трансформатор:

- ТМН-2500/110/6 УХЛ 4

Трансформатор трехфазный, система охлаждения масляная с естественной циркуляцией масла, со встроенной регулировкой напряжения под нагрузкой. Климатическое исполнение соответствует умеренному и холодному климату [20].

Технические характеристики силового трансформатора указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$ кВ	$U_{к.з.}$ %	$\Delta P_{к.з.}$ кВт	$\Delta P_{х.х.}$ кВт	$i_{х.х.}$ %
ТМН	2500	115	6,6	10,5	3,9	22	1,2

2.1 Проверка трансформатора

После выбора трансформатора, его необходимо проверить на аварийную перегрузку согласно ГОСТ 14209-97, на соответствие условию:

$$S_{нтр} \cdot K \geq S_{max}.$$

Если ток нагрузки в течении некоторого времени значительно не изменяется, допускается использовать постоянный эквивалентный ток нагрузки [26]. Согласно таблице 6 ГОСТ 14209-97 находим коэффициент нагрузки для нормального продолжительного режима при среднегодовой температуре окружающей среды минус 2.2° С и соответствующей системе охлаждения трансформатора.

$$- K=1,14.$$

Проверяем условие

$$S_{нтр} \cdot K \geq S_{max} = 2500 \cdot 1.14 = 2850 \geq 2031 \text{кВА} \quad (3)$$

Согласно таблице, Н.1 ГОСТ 14209-97 находим коэффициент аварийных перегрузок при тех же условиях работы трансформатора.

$$- K=1,4$$

Проверяем условие

$$S_{Hmp} \cdot K \geq S_{max} = 2500 \cdot 1.4 = 3500 \geq 2031 \text{кВА} \quad (4)$$

2.2 Итоги выбора трансформатора

Согласно проведенным расчетам, учитывая исходных данных, выбран силовой трансформатор, соответствующий условиям реконструкции подстанции. Номинальная мощность трансформатора составляет 2500 кВА, что удовлетворяет требованиям нагрузки подключенных потребителей электроэнергии при условии соблюдения перегрузки при нормальных и аварийных режимах работы.

Помимо технических условий и характеристик выбираемого трансформатора, нужно учитывать экономические критерии необходимые для продления срока эксплуатации трансформатора.

Реконструируемая подстанция «Карьер-69» находится на значительном удалении от населенного пункта. Транспортная схема имеет определенные недостатки, что может повлиять на своевременное и оперативное реагирование при возникновении аварийной ситуации, поэтому к качеству изделия необходимо предъявлять высокие требования, чтобы в дальнейшем минимизировать затраты на устранение последствий нештатной ситуации.

В современных условиях цифровизации электроэнергетики и высоких требований энергоэффективности энергетического комплекса страны в целом, необходимо максимально точно учитывать особенности электрической нагрузки проектируемой системы электроснабжения, при выборе силового трансформатора [27].

3 Выбор электрической схемы подстанции

Функционирование данной структурной схемы выдачи электроэнергии подстанции таково: электроэнергия поступает от энергосистемы в открытое распределительное устройство высокого напряжения и через трансформатор поступает в закрытое распределительное устройство низкого напряжения и распределяется между потребителями [22]. При формировании вариантов структурных схем электростанции необходимо решить следующие задачи:

- распределение между РУ различного напряжения;
- количество трансформаторов;
- принцип построения электрической схемы и схемы собственных нужд;
- оперативная гибкость электрической схемы подстанции – определяется ее возможностью создания требуемых эксплуатационных режимов для проведения оперативных переключений;
- безопасность и удобство в эксплуатации.

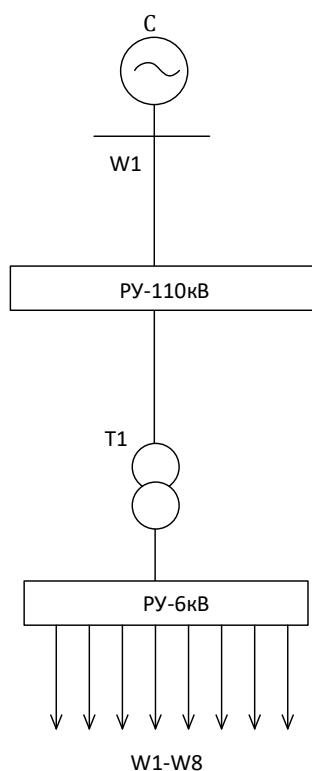


Рисунок 1 – Структурная схема ПС 110/6 кВ

Подстанция 110/6кВ с двухобмоточным трансформатором состоит из следующих основных узлов:

- распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН 110 кВ);
- силового трехфазного двух обмоточного трансформатора;
- распределительного устройства низшего напряжения (РУ НН 6 кВ);
- вспомогательных устройств - устройств релейной защиты, автоматики, измерения.

Электрические понижающие подстанции предназначены для обеспечения электрической энергией потребителей. Надежное и бесперебойное электроснабжение обеспечивается только при правильно выбранной электрической схеме подстанции [16]. Главными требованиями, предъявляемыми к схемам электрических соединений электроустановок, являются: надежность; оперативная гибкость; удобство проведения эксплуатационных работ и экономичность.

Выбор схемы зависит от:

- класса напряжения;
- количества присоединений;
- категории надежности электроснабжения потребителей;
- вида линий;
- схемы подключения к питающей сети;
- мощности трансформаторов;
- вспомогательных устройств.

Для РУ высокого напряжения 110 кВ проектируемой двух трансформаторной ПС, имеющей одну питающую линии 110кВ, один трансформатор, руководствуясь рекомендациями «СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [16], принимаем типовую схему ЗН-Блок (линия-трансформатор) с выключателем.

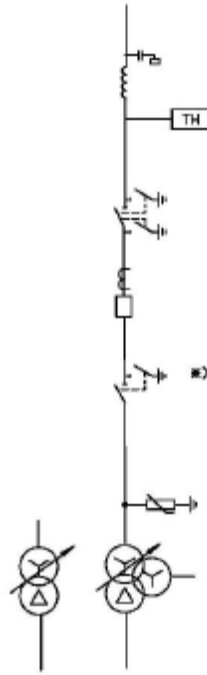


Рисунок 2 – Схема РУ-110 кВ ПС 110/6 кВ

ОРУ ВН примем к установке блочного исполнения. Комплексные трансформаторные подстанции обладают рядом преимуществ [24]:

- сокращение сроков разработки проекта (использование каталогов на типовые изделия);
- универсальность (возможность установки любого типа высоковольтного оборудования);
- сокращение сроков поставки (наличие разработанной конструктивной документации);
- сокращение сроков монтажа (применение болтовых соединений, взамен сваренных, как в блоках с оборудованием, так и в жесткой ошиновке);
- уменьшение площадки сооружений под строительство (сокращаются меж ячейковые расстояния, сокращается количество фундаментов).

Для РУ НН применим схему «Одна рабочая система шин», изображенной на рисунке 3.

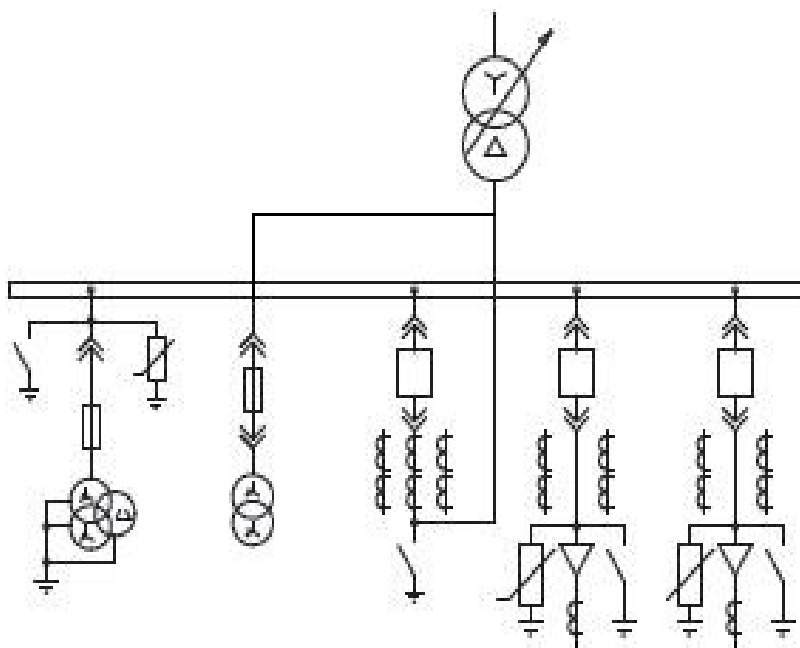


Рисунок 3 – Схема РУ-6 кВ ПС 110/6 кВ

Для установки КРУ 6кВ выберем модульное здание КРУМ, производителя АО Группа компаний «Таврида электрик», собранного из ячеек типа D12P в количестве 9 штук, являющихся изделием полной заводской готовности.

Электроприемники РУ-6кВ являются потребителями 3 категории надежности электроснабжения. Для потребителей третьей категории надежности электроснабжение питание может производиться от одного источника при условии, что длительность перерыва электроснабжения, требуемая для ремонта или замены поврежденного оборудования, не должна превышать одних суток.

Таким образом, на стороне 110 кВ и 6 кВ подстанции были выбраны электрические схемы, на стороне 6 кВ выбрано КРУМ.

4 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землёй, при котором токи в ветвях электроустановки резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима [23].

«На электрооборудовании в электрических установках могут происходить различные виды КЗ, протекающих с резким увеличением значения тока, поэтому силовое электрооборудование, устанавливаемое в распределительных устройствах и на подстанциях, должно быть устойчивым к расчетным значениям токов короткого замыкания и выбираться с учётом значений этих токов» [14].

Короткое замыкание в сети может сопровождаться прекращением электроснабжения потребителей, присоединенных к точкам, в которых произошло короткое замыкание, нарушением нормальной работы других потребителей, подключенных к неповрежденным участкам сети, вследствие понижения напряжения на этих участках, нарушением нормального режима работы энергетической системы [26].

Расчет производится в следующей последовательности.

«На основании структурной схемы подстанции, с учетом принятых схем электрических соединений и режима работы трансформаторов (раздельный, параллельный) составляется расчетная схема электроустановки. На электрической схеме указываются требуемые данные для расчета токов трехфазного короткого замыкания точки КЗ.

Схему замещения приводят к наиболее простому виду путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E_{\text{экв}}$ и ударного

коэффициента $k_{уд}$ были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением» [8].

Расчет токов короткого замыкания необходим для правильного выбора коммутационных аппаратов, проводов, ошиновки и кабелей. Существующие нагрузки в расчете токов короткого замыкания не рассматриваются, так как они значительно электрически удалены от расчетных точек короткого замыкания [27].

«Чтобы выбрать оборудование и коммутационные аппараты, и проводники в качестве заданных расчетных точек короткого замыкания принимаются: сборные шины ВН или выводы трансформаторов со стороны ВН, сборные шины СН и НН. Исходная схема для расчетов токов КЗ и схема замещения изображены на рисунках 4 и 5 соответственно» [14].

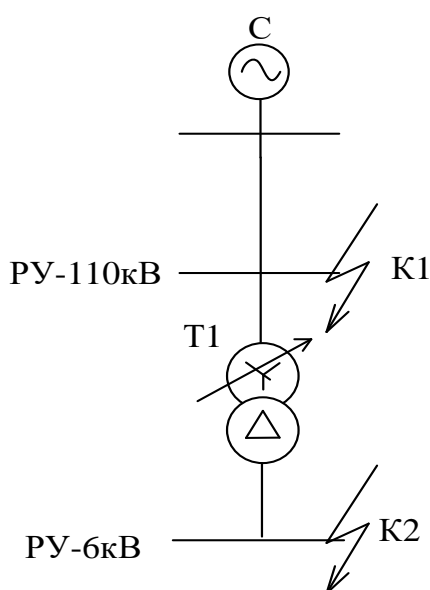


Рисунок 4 – Исходная схема для расчетов токов КЗ

К1 – точка КЗ на шинах РУ ВН (110кВ).

К2 – точка КЗ на шинах РУ НН (6кВ).

Ток КЗ на шинах 110 кВ ПС:

$$I_{КЗ.мах}^3 = 5,54 \text{ кА},$$

$$I_{\text{кз.мин}}^3 = 2,81 \text{ кА}$$

Составляется эквивалентная схема замещения прямой последовательности.

Для составления схема замещения определяем сопротивление всех элементов электрической цепи.

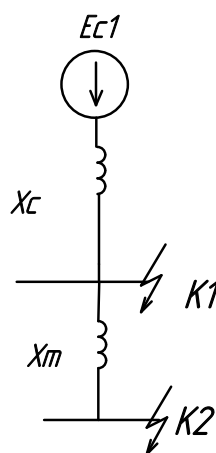


Рисунок 5 – Общая схема замещения

Расчет токов короткого замыкания ведём в относительных единицах.

Определяем сопротивление источника X_c , Ом/км по формуле:

$$X_c = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I}, \quad (5)$$

где U – напряжение сети, кВ;

I – ток короткого замыкания сети, кА.

$$X_{c. \text{мах}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,54} = 12,0 \text{ Ом}$$

$$X_{c. \text{мин}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 2,81} = 23,6 \text{ Ом}$$

Трансформатор Т1

$U_k = 10,5\%$;

$$X_T = \frac{u_K \%}{100\%} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \quad (6)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{2,5} = 529 \text{ Ом.}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но}, \quad (7)$$

где $K_{уд} = 1,717$ ударный коэффициент. Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение, приведённое в таблице 3.8 «Электрооборудование станций и подстанций» Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин.

$$I_{уд1\max} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 5,54 = 13,3 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем ток короткого замыкания в точке К2. Расположение этой точки изображено на схеме замещения б.

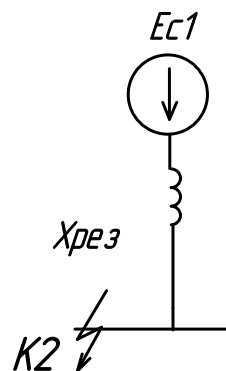


Рисунок 6 – Точка короткого замыкания К2

Приведенный к стороне ВН

$$I_{по2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)} \quad (8)$$

$$I_{по2\max} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (12 + 529)} = 0,12 \text{ кА}$$

Ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{по2max}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{по2}} \quad (9)$$

$$I_{\text{по2max}} = \frac{115}{6,3} \cdot 0,12 = 2,0 \text{ кА}$$

Ударный ток в токе К2 определим по 4.3:

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,0 = 4,6 \text{ кА},$$

где $K_{\text{уд}} = 1,6$ ударный коэффициент. Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение, приведённое в таблице 3.8 «Электрооборудование станций и подстанций Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин» [14].

Расчетные значения токов КЗ сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные значения токов короткого замыкания

Наименование ветви	Точка КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{кА}$
РУ 110 кВ	К1	5,54	13,3
РУ 6 кВ	К2	2,0	4,6

Таким образом, были подсчитаны токи короткого замыкания на стороне 110 и 6 кВ, расчетные значения которых будут использованы для выбора высоковольтных аппаратов.

5 Выбор электрических аппаратов

При выборе коммутационных аппаратов необходимо проверить их на соответствие расчетным и номинальным данным [3]:

- «по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- по номинальному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{макс} \leq I_{ном}$$

- по отключающей способности:

- номинальным током отключения

$$I_k \leq I_{откл}$$

допустимым относительным содержанием апериодической составляющей в токе отключения $\beta_n, \%$;

нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН)» [15].

током электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин}$$

5.1 Выбор высоковольтных выключателей

На стороне 110 кВ предварительно выбран элегазовый выключатель «ВГТ-110-40/2500 УХЛ1» [21].

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ;
- номинальный ток $I_{ном} = 2500$ А;
- «начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{прс} = 40$ кА;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение)

$I_{прс} = 102 \text{ кА}$, наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $I_{вкл. норм} = 102 \text{ кА}$;

- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл. норм} = 40 \text{ кА}$;

- номинальный ток отключения $I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$;

- нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{нор} = 45\%$

- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;

- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$;

собственное время отключения выключателя $t_{св} = 0,035 \text{ с}$;

- полное время отключения выключателя $t_{пв.откл} = 0,055 \text{ с.}$ » [8].

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

2. По номинальному току

Продолжительный расчетный ток выбираем по максимальной мощности нагрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (10)$$

$$I_{\max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 57 \text{ А}$$

$$I_{\max} = 57 \text{ А} \leq I_{ном} = 2500 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

$$I_k = 5,54 \text{ кА} \leq I_{откл} = 40 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_y = 13,3 \text{ кА} \leq i_{дин} = 50 \text{ кА}$$

5. Проверка на термическую стойкость.

$$W_k = I_{k1}^2 \cdot (t_0 + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (11)$$

$$t_0 = t_{прз} + t_{откл.в} \quad (12)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, принимаем 1,5 с;

$t_{откл. в}$ – время отключения выключателя 1,5 с;

$$t_0 = 1,5 + 0,035 = 1,535 \text{ [8]}$$

$$B_k = 5,54^2 \cdot (1,535 + 0,02) = 47 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение $T_a=0,02$, приведённое в таблице 3.8 «Электрооборудование станций и подстанций» Л.Д.Рожкова, В.С.Козулин.

Вычислим термическую стойкость выключателя

$$B_{ктер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (13)$$

$$B_{ктех} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 удовлетворяет всем расчетным условиям. Сводим данные в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор выключателей 110 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные ВГТ-110-40/2500	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 57 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_k = 5,54 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_k \leq I_{ном.откл}$
$i_y = 13,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 35 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_k = 47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

На стороне 6 кВ предварительно выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ1, технические параметры которого представлены ниже [2].

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{отк} = 20 \text{ кА};$$

$$I_d = 102 \text{ кА}.$$

$$I_T = 40 \text{ кА}.$$

$$t_{откл} = 0,06 \text{ с}.$$

Проверка выключателя проводится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ}$$

2. По номинальному току

Продолжительный расчетный ток по формуле (10):

$$I_{раб} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229 \text{ А}$$

$$I_{макс} = 229 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

$$I_k = 2,0 \text{ кА} \leq I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_y = 4,6 \text{ кА} \leq i_{дин} = 102 \text{ кА}$$

5. Проверка на термическую стойкость.

$$W_k = I_{к1}^2 \cdot (t_0 + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (14)$$

$$t_0 = t_{рз} + t_{откл. в}, \quad (15)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, принимаем 1,0 с;

$t_{откл. в}$ – время отключения выключателя 0,06 с;

$$t_0 = 1,5 + 0,06 = 1,56$$

$$W_k = 2,0^2 \cdot (1,56 + 0,23) = 7,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение $T_a=0,23$, приведённое в таблице 3.8 [14].

Вычислим термическую стойкость выключателя

$$W_{ктер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (16)$$

$$W_{ктех} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 УХЛ1 удовлетворяет всем расчетным условиям. Сводим данные в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор выключателей 6 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные ВВ/TEL-10-20/1000	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 229 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_k = 2,0 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_k \leq I_{ном.откл}$
$i_y = 4,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_k = 7,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

5.2 Выбор разъединителей

Предварительно выберем разъединитель: «РГ-110/1000 УХЛ1» [12], параметры разъединителя следующие:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}.$$

Проверяем по следующим условиям разъединитель:

1. По номинальному току

$$I_{макс} = 57 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А}$$

2. По номинальному напряжению

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_y = 13,3 \text{ кА} \leq i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$$

4. Проверка на термическую стойкость по формуле (14):

$$B_k = 5,54^2 \cdot (1,535 + 0,02) = 47 \text{ кА}^2\text{с}$$

Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1 удовлетворяет всем расчетным условиям.

Сводим данные в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор разъединителей 110кВ

Расчетные данные	Паспортные данные РГ-110/1000	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 57 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$i_y = 13,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 35 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_k = 47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.выкл}$

5.3 Выбор трансформаторов тока

Устройства релейной защиты и автоматики, измерительных приборов подключаются к трансформаторам тока с несколькими вторичными обмотками. Класс точности измерительного трансформатора тока выбирается в зависимости от его назначения [18]. При подключении к трансформатору тока расчетных приборов учета электроэнергии класс точности должен составлять не менее 0,5. При подключении к трансформатору тока измерительных приборов возможен класс точности равной единице, для устройств релейной защиты используется класс точности 10Р [25].

Выбор трансформаторов тока 110 кВ.

Предварительно выберем трансформатор тока ТФЗМ-110-150/5

$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$

$I_{ном} = 150\text{А};$

$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}.$

1. По номинальному току

$$I_{макс} = 57 \text{ А} \leq I_{ном} = 150 \text{ А}$$

2. По номинальному напряжению

$$U_{уст} = 110 \text{ к} \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_y = 13,3 \text{ кА} \leq i_{пр.скв} = 50\text{кА}$$

4. Проверка на термическую стойкость согласно (14):

$$B_k = 5,54^2 \cdot (1,535 + 0,02) = 47 \text{ кА}^2\text{с}$$

трансформатор тока (ТТ) ТФЗМ-110-150/5 удовлетворяет всем расчетным условиям.

Мощность ТТ- 30 ВА.

«Класс точности 0,5.

Для обеспечения требуемого класса точности необходимо, чтобы действующая вторичная нагрузка цепи Z_2 не превышала нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$, Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$
$$Z_2 = \frac{S_2}{I_2^2} \quad (17)$$
$$Z_2 = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (18)$$
$$r_2 = 0,22 + 0,49 + 0,05 = 0,76.$$

Сопротивление приборов рассчитывается по выражению

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (19)$$
$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – номинальный вторичный ток прибора.

Сопротивление контактной группы принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах и 0,1 Ом, если приборов больше. Сопротивление соединительных проводов от ТТ до приборов зависит от сечения и их длины.

Для того, чтобы трансформатор тока работал в требуемом классе точности, необходимо соблюсти условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном} \quad (20)$$

Приняв $r_2 = Z_{2ном}$, определяют $r_{пр}$:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к} \quad (21)$$

$$r_{пр} = 1,2 - 0,22 - 0,05 = 0,93$$

$$S_2 = 0,93 \cdot 5^2 = 23,2 \text{ ВА}$$

$$23,2 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

Зная $r_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 103,8}{0,93} = 1,95, \quad (22)$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводника. Проводник с медными жилами ($\rho = 0,0175$);

$l_{расч}$ – расчётная длина соединительных проводов с учетом схемы соединения приборов и трансформаторов тока.

Длину соединительных проводов от приборов до трансформаторов тока для различных присоединений ориентировочно можно определить по таблице источника [7].

Все цепи РУ 110 кВ - 75-100 м. Руководствуясь условием прочности, сечения соединительных проводов не должно быть 2,5 мм² для медных жил» [18].

$$l_p = \sqrt{3} \cdot l \quad (23)$$

$$l_p = \sqrt{3} \cdot 60 = 103,8 \text{ м.}$$

Расчетная длина провода, зависящая от схемы присоединения приборов в неполную звезду к обмоткам трансформатора.

По условию механической прочности принимаем медный контрольный кабель КВВГ 4*2,5 мм² с жилами сечением 2,5 мм².

Элементы вторичной нагрузки трансформаторов тока 110кВ сгруппируем в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр, показывающий	Ц42703	0,5	-	-
Ваттметр, регистрирующий	ЩВ02.1	5	-	5
ИТОГО		5,5		5,0

Выбор трансформаторов тока 6 кВ.

Предварительно выбираем трансформатор тока ТЛО-10-300/5: [18]

- номинальное напряжение $U_{ном} = 10$ кВ;
- номинальный ток $I_{1ном} = 300$ А;
- номинальный вторичный ток $I_{2ном} = 5$ А;
- ток термической стойкости $I_T = 20$ кА;
- «ток электродинамической стойкости $I_d = 50$ кА»;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 1$ с;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 20$ ВА.

Трансформаторы тока, необходимые для питания измерительных приборов, выбираются:

1. По номинальному напряжению

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} = U_{ном} = 6 \text{ кВ}$$

2. По номинальному току

Первичный, номинальный ток трансформатора тока выбирается как можно ближе к номинальному рабочему току электроустановки, в связи с тем, что недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей» [15].

$$I_{ном} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229 \text{ А}$$

$$I_{расч} = 229 \text{ А} < I_{ном} = 300 \text{ А}$$

Выбранные трансформаторы тока необходимо проверить:

3. На электродинамическую стойкость

$$i_{уд} = 4,6 \text{ кА} \leq i_{дин} = 50 \text{ кА};$$

4. Проверка на термическую стойкость.

$$W_k = I_{k1}^2 \cdot (t_0 + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (24)$$

$$t_0 = t_{рз} + t_{откл.в} \quad (25)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, принимаем 1,0 с;

$t_{откл.в}$ – время отключения выключателя 0,06 с;

$$t_0 = 1,5 + 0,06 = 1,56$$

$$W_k = 2,0^2 \cdot (1,56 + 0,23) = 7,0 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Для упрощения расчетов можно использовать среднее значение $T_a=0,23$, приведенное в таблице 3.8 [14].

Вычислим термическую стойкость:

$$W_{ктер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (26)$$

$$W_{ктех} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$$

«Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют расчетным значениям токов КЗ.

Для обеспечения требуемого класса точности необходимо, чтобы действительная вторичная нагрузка цепи Z_2 не превышала нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2ном}$, Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

$$Z_2 = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \quad (27)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока r_2 составляется из следующих значений: сопротивление приборов $r_{приб}$, сопротивление соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к = 0,26 + 0,49 + 0,05 = 0,83 \quad (28)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}, \quad (29)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при количестве приборов (два – три) и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от сечения и длины. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо соблюсти условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (30)$$

Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, определяют $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,26 - 0,05 = 0,49 \quad (31)$$

$$S_2 = 0,49 \cdot 5^2 = 12,2 \text{ ВА}$$

$$12,2 \text{ ВА} \leq 20 \text{ ВА}.$$

Зная $r_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 8,6}{0,49} = 0,3, \quad (32)$$

где 0,0175- удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Длину соединительных проводов от приборов до трансформаторов тока для разных присоединений приблизительно можно определить по таблице источника.

Все цепи РУ 6-10 кВ – 4-6 м. По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть 2,5 мм² для медных жил» [15].

$$l_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,6 \text{ м} \quad (33)$$

Расчетная длина провода, зависящая от схемы присоединения приборов в неполную звезду к обмоткам трансформатора.

По условию механической прочности принимаем медный контрольный кабель КВВГ 4*2,5 мм² с жилами сечением 2,5 мм².

Элементы вторичной нагрузки трансформаторов тока 6 кВ указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Потребляемая мощность ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр, показывающий	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр, регистрирующий	ЩВ02.1	5	-	5
Счетчик активной энергии	Меркурий 230 ART	1,0	-	1,0
ИТОГО		6,5		6,0

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор напряжения типа «НАЛИ-НТЗ-6 УХЛ-1» [17].

Характеристики трансформатора:

$U_{ном} = 6кВ$,

$S_{ном} = 75ВА$

Класс точности 0,5.

«Данный трансформатор напряжения с двумя вторичными обмотками, первая обмотка включена в звезду, к которой присоединяются обмотки напряжения приборов измерения, вторая обмотка соединяется в разомкнутый треугольник, которая используется для контроля изоляции.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции» [20].

Согласно ПУЭ, выбираем необходимый перечень измерительных приборов, подключаемых к данному трансформатору, и заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	Собм. ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ ВА}$
Ввод 6 от трансформатора								
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	4,0	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Ртутный 230 ART	2,0	2	0,38	0,925	1	4,0	9,7
Отходящие линии 6 кВ								
Счетчик активной и реактивной энергии	Ртутный 230 ART	2,0	2	0,38	0,925	8	43,0	77,6
Итого							43,0	87,3

«Проверим трансформатор по вторичной нагрузке:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (34)$$

$$S_2 = \sqrt{43^2 + 87,3^2} = 97 \text{ ВА.}$$

У трансформатора напряжения «НАЛИ-НТЗ-6 УХЛ-1» мощность составляет 225 ВА.

Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. [19]

$$S_2 = 97 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 225 \text{ ВА}$$

Для подключения трансформаторов напряжения к приборам, для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель КВВГ с сечением алюминиевых жил 2,5 мм²» [15].

5.5 Выбор шин и токопроводов

«Соединение элементов схемы электроснабжения может осуществляться гибким, подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

Определяем расчётные токи продолжительных режимов работы (предполагается установка перспективного трансформатора):

$$I_{\max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229 \text{ А}$$

Определяем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции. Принимаем однополосные шины $80 \times 8 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} 1320 = \text{А}$, табл.3,4 [3]. По условию нагрева в продолжительном режиме работы, шины проходят:

$$I_{\max} = 229 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}.$$

Проверяем шины по условию термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} = \frac{\sqrt{7,0} \cdot 10^6}{91} = 29 \text{ мм}^2 \quad (35)$$

где W_k – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя Q2;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}_{\text{мм}^2}$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{7,0} \cdot 10^6}{91} = 29 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\min} = 29 < 640.$$

Проверка соединительной шины на механическую прочность.

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (36)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (37)$$

По табл. 4.1 [4], если шины расположены горизонтально, то

$$J \leq \frac{B \cdot h^3}{12} \quad (38)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34,1 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{34,1}{6,4}} = 2,0 \text{ м}^2$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,42 \text{ м}$$

Принимаем расположение шин – горизонтальное, пролёт 2,0 м, расстояние между фазными проводниками, $a = 0,8$ м.

Определяем значение напряжения в материале шин от взаимодействия фаз

$$\sigma_{\text{расчф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i^2_{\text{уд}} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} \quad (39)$$

$$\sigma_{\text{расчф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{4,3 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 8,5} = 0,15 \text{ МПа}$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (40)$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5$$

Шины динамически устойчивы, если:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

Выбираем шины марки АД31Т с $\sigma_{\text{доп}} = 91$ МПа» [6].

Условие по динамической устойчивости выдержано, т.е. шины выбраны правильно.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; 0,15 \text{ МПа} \leq 91 \text{ МПа}$$

5.6 Компенсация реактивной мощности

Активная мощность (P), проходящая через шины 6 кВ составляет 1950 кВт;

Значение $\cos\varphi$ на подстанции составляет 0,96;

Значение $\operatorname{tg}\varphi$ на подстанции составляет 0,28;

Требуемое значение $\operatorname{tg}\varphi$ должно быть не более 0,2;

Значение полной мощности составит:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{ кВА} \quad (41)$$

$$S = \frac{1950}{0,96} = 2031,2 \text{ кВА}$$

Значение реактивной мощности составит:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (42)$$

$$Q = \sqrt{2031,2^2 - 1950^2} = 569,6 \text{ кВАр}$$

Расчетные данные занесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Данные для расчета УКРМ

Наименование величин	P_{max}	Q_{max}	S_{max}	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Значение	1950	569,6	2031,2	0,96	0,28

Рассчитаем мощность УКРМ, требуемую для достижения значения $\operatorname{tg}\varphi < 0,2$:

$$Q_k = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (43)$$

$$Q_k = 1950 \cdot (0,27 - 0,2) = 136,5 \text{ кВАр}$$

Из ряда УКРМ выбираем ближайшее «УКРМ-6,3-150-50 УХЛ1» [19]. С учетом компенсации реактивной мощности значение S составит:

$$S_k = \sqrt{P^2 + (Q - Q_k)^2} \quad (44)$$

$$S_k = \sqrt{1950^2 + (569,6 - 136,5)^2} = 1997,5 \text{ кВА}$$

Значение $\cos \varphi$ после компенсации реактивной мощности составит:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_k} \quad (45)$$

$$\cos \varphi = \frac{1950}{1997,5} = 0,97.$$

По таблицам Брадиса вычисляем значение $\text{tg} \varphi = 0,2$, что равно требуемому значению.

Данная установка позволит рационально использовать электроэнергию, обеспечивая минимальные потери мощности при ее транспортировке, увеличивая тем самым срок эксплуатации электрооборудования.

5.7 Внедрение АИИСКУЭ на объекте проектирования

В настоящий момент для учета потребленной электроэнергии на подстанции применяются электронные электрические счетчики марки ЦЭ 6804-Р32 от производителя «Энергомера».

Краткие технические характеристики счетчиков: однотарифные, класс точности 1, на сегодняшний день счетчики сняты с производства.

Недостатками данных электросчетчиков являются:

– высокая погрешность измерения;

- значительная помехоустойчивость;
- устаревшая элементная база;
- отсутствие возможности интеграции в АИИСКУЭ.

Снятие показаний расхода и других параметров электроэнергии осуществляется дежурным персоналом, дважды в месяц, при обходе подстанции. При этом поступившая информация обладает существенным недостатком, как несвоевременность, что мешает оперативно управлять распределением электроэнергии.

Сложившаяся ситуация с коммерческим учетом электроэнергии на подстанции не соответствует современным нормам и правилам, поэтому встал вопрос о внедрении автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ).

АИИСКУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение приращения активной и реактивной электроэнергии за период равный 30-ти минутам;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета;
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных службы учета потребления электроэнергии;
- передачу на центральный диспетчерский пульт результатов измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- осуществление дистанционной диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств АИИСКУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИСКУЭ.

Объектом АИИСКУЭ является ввод 6 кВ от Т-2, отходящие линии 6 кВ, ввод 1,2 ЩСН 0,4 кВ подстанции.

Данная система обеспечивает автоматический сбор, контроль и обработку информации об энергопотреблении объекта.

Система является многоуровневой:

- «первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений в точке учета в КРУ-6 кВ, ЩСН-0,4 кВ подстанции;
- второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функции сбора, хранения, передачи и консолидации информации;
- третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс (в объем данного проекта не входит) [25].

Оборудование, входящее в состав АИИСКУЭ:

- измерительные трансформаторы тока ТЛО-10;
- измерительные трансформаторы напряжения НАЛИ-НТЗ-6;
- счетчики электрической энергии МИР С-03;
- устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01» [2];
- вторичные измерительные цепи.

В ячейках КРУ-6 кВ на ПС 110 кВ Карьер-69 устанавливаются микропроцессорные счетчики электрической энергии МИР С-03.

«Устройство сбора и передачи данных "МИР УСПД-01" предназначено для создания на объектах энергетики автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности с возможностью выхода на оптовый рынок электроэнергии.

Устройство обеспечивает:

- сбор информации со счетчиков электрической энергии и интеллектуальных датчиков по цифровым интерфейсам RS-485, RS-232;
- сбор информации со счетчиков электроэнергии, оснащенных импульсными телеметрическими выходами;
- обмен данными по интерфейсам RS-232, RS-485, Ethernet 10/100BASE-T;

- обработка, запоминание, архивирование и отображение принятой информации в соответствии с заданной конфигурацией параметров УСПД, и передача обработанной информации в центр сбора информации;

- автоматическая корректировка текущего времени и календарных данных счетчиков электроэнергии, имеющих цифровой интерфейс;

- формирование двух интервалов усреднения мощности (3/5 мин. для технического учета электроэнергии, 15/30 мин. - для коммерческого учета) по одному измерительному каналу;

- осуществление контроля показателей качества электроэнергии» [9];

- возможность корректировки времени и даты показаний счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом;

- сохранение суточных графиков нагрузки средних, 30-минутных мощностей по каждому каналу учета, за период не менее 35 суток;

- сохранение суточных графиков нагрузки средних, 30-минутных мощностей по каждой группе каналов учета, за период не менее 18 мес.;

- осуществление защиты от несанкционированного доступа;

Для построения АИИСКУЭ ПС 110 кВ Карьер-69 необходимо выполнить следующие работы:

- установить УСПД-01 в шкафу АИИСКУЭ в ОПУ; счетчики по сторонам 6, 04 кВ входят в поставку КРУ-6 кВ и ЩСН- 0,4 кВ, соответственно;

- организовать каналы передачи информации из ИИК в ИВКЭ, в соответствии с проектным заданием;

- провести испытания оборудования, с целью подтверждения типа средств измерения и передачи данных;

- внесение утвержденного типа АИИСКУЭ в Государственный реестр средств измерений;

- провести испытания АИИСКУЭ.

В данном разделе были рассмотрены вопросы выбора и проверки оборудования по токам короткого замыкания, и вопросы внедрение АИИСКУЭ на объекте проектирования.

6 Расчет заземления подстанции

Металлические части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, из-за повреждения изоляции могут оказаться под напряжением, и при этом они должны надёжно заземлены, данное заземление называется защитным, так как целью его заземления является защита эксплуатирующего персонала от опасного напряжения прикосновения [24].

«Заземление – это преднамеренное гальваническое соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством» [5].

«Защитное заземление - заземление частей электроустановки с целью обеспечения электробезопасности» [13].

«Заземляющее устройство - совокупность заземлителя и заземляющих проводников» [5].

«Заземлителем называют металлический проводник или группу проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Различают естественные и искусственные заземлители» [5].

«Естественные заземлители – это всевозможные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопроводные и другие металлические трубопроводы (кроме трубопроводов для горючих или взрывчатых жидкостей и газов, а также трубопроводов, покрытых изоляцией от коррозии), железобетонные и металлические элементы конструкций зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей» [22].

Заложенные в землю металлические проводники - электроды, предназначенные для выполнения заземлений, называются искусственными заземлителями. «Для искусственных заземлителей используют: для вертикального погружения в землю угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм, стальные стержни диаметром 12-16 мм или стальные трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм; для горизонтальной

прокладки - круглую сталь диаметром 6мм или стальные полосы толщиной не менее 4 мм» [22].

Заземляющие проводники необходимы для соединения металлических частей электроустановки с заземлителем.

Выносное и контурное заземление применяют в зависимости от расположения заземлителей относительно заземляющего электрического оборудования.

При выносных заземлителях, размещенных в стороне от заземляющего оборудования, корпуса оборудования находятся вне зоны растекания токов в землю [5].

При контурном (применяется обычно в ОРУ) заземлители располагают вблизи заземляющего оборудования по его периметру.

В зависимости от напряжения, на которое рассчитывается заземление и вида присоединения его нейтрали, сопротивление заземляющего устройства может быть:

- не более 4 Ом в электроустановках напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью, система (IT);
- не более 2; 4; 8 Ом в электроустановках напряжением, равным 660; 380; 220 В с глухозаземлённой нейтралью, система (TN);
- не более 0,5 Ом в электроустановках напряжением выше 1000 В с глухозаземлённой нейтралью, система (TN) [8].

Рассчитаем заземляющее устройство для ОРУ 110 кВ.

Удельное сопротивление грунта: верхний/нижний слой - 60/300 Ом

$$h_1 = 2\text{ м}; t = 0,7\text{ м}; lb = 5\text{ м}$$

Площадь открытого распределительного устройства (ОРУ) составляет 750 м², и занимает территорию размером 15 м х 50 м. Схематически это изображено на рисунке 7.

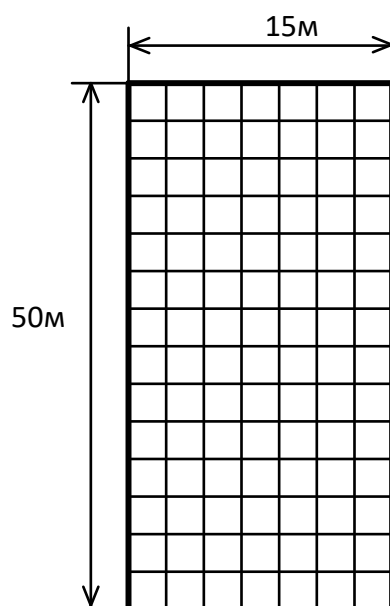


Рисунок 7 – План заземляющего устройств

За расчётную длительность воздействия τ_B примем

$$\tau_B = t_{P.З.} + t_{откл.в.}, \quad (46)$$

$$t_{P.З.} = 0,1 \text{ с};$$

$$t_{откл.в.} = 0,05 \text{ с};$$

$$\tau_B = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}.$$

Для $\tau_B = 0,15 \text{ с}$ находим напряжение прикосновения

$$U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$$

Коэффициент прикосновения

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_b \cdot l_r}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (47)$$

$$K_n = \frac{0,82 \cdot 0,45}{\left(\frac{5 \cdot 150}{5 \cdot \sqrt{15 \cdot 50}}\right)^{0,45}} = 0,17$$

где l_r – длина горизонтальных заземлителей -150м;

l_b – длина вертикальных заземлителей- 5м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

M – параметр, зависящий от отношения $\rho_1/\rho_2 = 800/80=10$; $M=0,82$

[7].

S – площадь ОРУ 110 кВ, 750 м²

где $\beta = 57$ – коэффициент, определяющий соотношение сопротивления человека ($R_{ч}$), к сопротивлению растекания тока от ступней [5]

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5\rho_1} \quad (48)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000+1,5 \cdot 800} = 0,45.$$

Потенциал на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{Kn} \quad (49)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,17} = 2352 \text{ В,}$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3^{(1)}}, \quad (50)$$

где $I_3^{(1)} = 1600$ А - ток стекающий с заземлителя при однофазном КЗ

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2352}{1600} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{15 \cdot 50} = 27,3$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$M = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (51)$$

$$M = \frac{150}{2 \cdot 27,3} - 1 = 1,74,$$

принимаем $m = 2$.

Длина полос в расчётной модели

$$L_r = 2\sqrt{S}(m + 1) \quad (52)$$

$$L_r = 2\sqrt{15 \cdot 50}(2 + 1) = 164$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (53)$$

$$b = \frac{27,3}{3} = 9$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot lb} \quad (54)$$

$$n_b = \frac{\sqrt{15 \cdot 50} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 22,$$

принимаем $nb = 22$.

Общая длина вертикальных заземлителей

$$LB = lb \cdot nb \quad (55)$$

$$LB = 5 \cdot 22 = 110 \text{ м}$$

Относительная глубина

$$n_b = \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1 \quad (56)$$

$$n_b = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{15 \cdot 50}} = 0,2$$

тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \quad (57)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{15 \cdot 50}} = 0,33,$$

для $\rho_1/\rho_2 = 10$ и $l_b = 1$;

$$p = \frac{h_1 - t}{lb} \quad (58)$$

$$p = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26$$

Определяем $\rho_3/\rho_2 = 1,4$; тогда $\rho_3 = 1,4 \rho_2 = 1,4 \cdot 60 = 84$.

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_b} \quad (59)$$

$$R_3 = 0,334 \frac{84}{\sqrt{15 \cdot 50}} + \frac{84}{164 + 110} = 1,3 \text{ Ом}$$

что меньше допустимого $R_{3\text{доп}} = 1,4 \text{ Ом}$.

Найдем напряжение прикосновения [8]

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (60)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,17 \cdot 1600 \cdot 1,3 = 353 \text{ В.}$$

Что меньше допустимого $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$.

Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Заземление – это техническое средство, которое является неотъемлемой частью общей системы электробезопасности. Правильно выбранное и рассчитанное защитное заземление является основным критерием безопасного обслуживания электрооборудования подстанции оперативным персоналом эксплуатирующей организации.

Поэтому в данном разделе, выполнен расчет контура заземления ОРУ 110 кВ и выбор защитного заземления - частей электроустановки с целью обеспечения электробезопасности.

7 Расчет молниезащиты подстанции

Согласно действующим нормативно-техническим документам, открытые распределительные устройства электроустановок должны быть защищены от ударов молнии путем оснащения отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленным по углам периметра подстанции.

«Для защиты используются стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на прожекторных опорах, стальных порталах (за исключением трансформаторных), крышах близлежащих зданий.

Когда монтаж молниеотводов на конструкциях открытых энергоустановок невозможен, используются отдельно стоящие устройства.

Молниезащита ОРУ электроустановки выполняется стержневыми молниеотводами.

На высоте h_x защищаемого объекта (наиболее выступающих элементов ОРУ) радиус действия молниеотвода (r_x , м) находится по выражению» [4]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h} \cdot p}, \quad (61)$$

где h – высота молниеотвода ($h = 17$ м);

h_a – активная высота молниеотвода» [5].

$$h_a = h - h_x \quad (62)$$

где p – коэффициент, равный: $p = 1$ для молниеотводов при $h < 30$ м;

$p = 5,5/h$ для молниеотводов при $h > 30$ м.

Максимальная высота защищаемого объекта $h_x = 11$ м – это трансформаторные и линейные порталы.

Для сооружения молниезащиты ПС принимается четыре молниеотвода высотой по $h = 17$ м, тогда:

$$ha = 17 - 11 = 6 \text{ м.}$$

Радиус действия r_x каждого молниеотвода находится по выражению:

$$r_x = 6 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11}{17} \cdot 1} = 5,83 \text{ м}$$

$$b_{x1} = 4 \cdot 5,83 \cdot \frac{7 \cdot 6 - 38}{14 \cdot 6 - 38} = 2,03 \text{ м}$$

$$b_{x2} = 4 \cdot 5,83 \cdot \frac{7 \cdot 6 - 17}{14 \cdot 6 - 17} = 8,7 \text{ м,}$$

где a – расстояние между молниеотводами ($a_1 = 38 \text{ м}$, $a_2 = 17 \text{ м}$).

Объект высотой h_x внутри зоны защиты будет считаться защищен, если выполняется соответствие:

$$D \leq 8 \cdot ha \cdot p \quad (63)$$

где D – диагональ четырехугольника.

$$D = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{38^2 + 17^2} = 41,6 \text{ м}$$

$$41,6 < 8 \cdot 6 \cdot 1 = 48 \text{ м.}$$

Молниеотводы 1, 2, 3, 4 установлены на углах территории подстанции.

Защита проектируемого оборудования на подстанции от прямых ударов молнии может также осуществляться:

- существующей опорой ВЛ типа П110-2 с грозозащитным тросом.

Высота молниеприемника 31 м;

- существующей прожекторной мачтой с молниеотводом, высотой 21 м.

Высоты зон молниезащиты

(h_x) выбраны из условия защиты токоведущих частей и наиболее высоких зданий и сооружений,

находящихся на площадке подстанции: $h_{x1} = 11 \text{ м}$ – для защиты оборудования 110 кВ и $h_{x2} = 4,6 \text{ м}$ – для защиты здания КРУМ-6 кВ.

Общая зона действия четырех стержневых молниеотводов указана на рисунке 8.

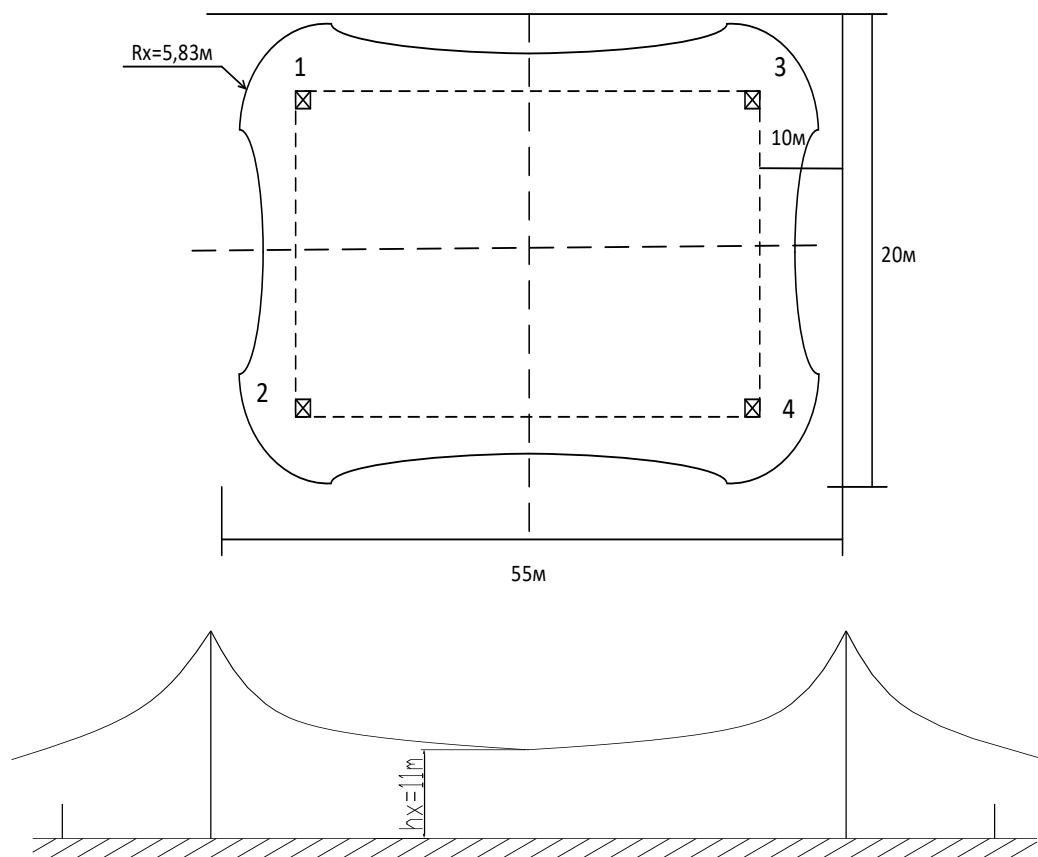


Рисунок 8 - Зона защиты четырех стержневых молниеотводов, установленных на подстанции

Таким образом в качестве молниезащиты выбираем стержневые молниеотводы, в количестве 4 штук. Высота каждого 17 метров. Молниеотводы установлены по периметру подстанции.

Защита электрооборудования подстанции от воздействия молнии выполнена в полном объеме.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были выполнены поставленные задачи и цели по реконструкция понизительной подстанции 110/6 кВ «Карьер-69» расположенной в Тюменская обл. ХМАО-Югра Октябрьский район.

В работе выполнено следующее:

1. Приведена краткая характеристика объекта и обоснование для проведения реконструкции подстанции.

2. Выполнен расчет электрических нагрузок, на основании которых произведен выбор, мощности и типа силового трансформатора 110/6 кВ, а также выбор оптимальной электрической схемы электроустановок с учетом категории надежности электроснабжения потребителей.

3. Рассчитаны токи короткого замыкания, по результатам расчетов осуществлен выбор высоковольтных аппаратов - коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов тока и напряжения подстанции. Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора.

4. Выполнен расчет контура заземления ОРУ 110 кВ и выбор защитного заземления - частей электроустановки с целью обеспечения электробезопасности. Для защиты электрооборудования подстанции рассмотрена схема молниезащиты и произведен расчет молниеотводов.

5. Рассмотрен вопрос компенсации реактивной мощности в сети 6 кВ, с помощью установки конденсаторной батареи.

В графической части выполнены чертежи: принципиальная электрическая схема подстанции 110/6 кВ; план и разрез подстанции 110/6 кВ; схема АИИСКУЭ; схема щита постоянного тока; опросный лист на КРУМ-6кВ; Схема заземления подстанции.

В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К., Чиндяскин В.И. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения. – Оренбург ГОУ ОГУ, 2004. – 91 с. [Электронный ресурс] URL: <http://window.edu.ru>.
2. Вакуумные выключатели ВВ/TEL. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.tavrida.com> (дата обращения: 15.04.2021).
3. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов. Издательство ЮУрГУ, 2002. – 59 с. [Электронный ресурс] URL: <http://window.edu.ru> (дата обращения: 17.04.2021).
4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. СО 153-34.2.122-2003, Москва ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 60 с.
5. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2002. – 375 с.
6. Климова Г.Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для среднего профессионального образования/ Г.Н. Климова. - 2-е изд.- Москва: Издательство Юрайт, 2020. – 179 с.
7. Кокин С.Е., Дмитриев С.А. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. – Издательство Уральского университета, 2018, - 192с. [Электронный ресурс] URL: <http://hdl.handle.net/10995/58601> (дата обращения: 17.04.2021).
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 640 с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017. – 49 с.
10. Правила устройства электроустановок, 7-е изд., 2007 – 854 с.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Утв. приказом Минэнерго России N229 от.19.06.03:

ввод. с 1 окт.2003 г. / М-во энергетики РФ. - СПб. : Изд-во ДЕАН, 2003. – 336 с.

12. Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: www.zeto.ru (дата обращения: 12.04.2021).

13. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 – 61 с.

14. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. - М.: Издательский, центр «Академия», 2013. – 448 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Издательство НЦ ЭНАС. – 2005. – 179 с.

16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – 32 с.

17. Трансформаторы напряжения НАЛИ-НТЗ. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://intzv.ru> (дата обращения: 17.04.2021).

18. Трансформаторы тока ТЛО-10. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <http://www.kztt.ru> (дата обращения: 19.04.2021).

19. Установки компенсации реактивной мощности УКРМ-6-10 кВ. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://khomovelectro.ru> (дата обращения: 19.04.2021).

20. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. Издательство Лань, 2021, - 480 с. [Электронный ресурс] URL: <http://e/lanbook.com> (дата обращения: 17.04.2021).

21. Элегазовый выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1. Технические характеристики [Электронный ресурс] URL: www.uetm.ru (дата обращения: 12.04.2021).

22. Kara Fitts Energy Transformation: учеб. пособие / Kara Fitts. - Лондон: The Guardian, 2015. - 115 с.

23. Lei Xuan The Maintenance Strategy for Optimizing Distribution Transformer Life Cycle Cost [Электронный ресурс]: научная статья / Lei Xuan, Jorge R.S. - Электронные данные. - Индонезия: International Journal of Life Cycle Assessment, 2012. – 8 с. - Режим доступа: URL - <http://www.iaesjournal.com/online/index.php/TELKOMNIKA/article/view/3458/1787.pdf> (дата обращения 25.04.21).

24. Lutao Liu Modeling Analysis of Power Transformer Fault Diagnosis Based on Improved Relevance Vector Machine [Электронный ресурс]: научная статья / Lutao Liu, Zujun Ding. - Электронные данные. - Египет: Hindawi Publishing Corporation, 2013. – 4 с. - Режим доступа URL - <http://www.hindawi.com/journals/mpe/2013/636374/> (дата обращения 16.05.21).

25. Nunzio Cennamo Monitoring of Low Levels of Furfural in Power Transformer Oil [Электронный ресурс]: научная статья / Nunzio Cennamo, Letizia De Maria - Электронные данные. - Швеция: IEEE Stand, 2011. – 21 с. - Режим доступа URL - <http://www.mdpi.com/1424-8220/15/4/8499> (дата обращения 12.05.21).

26. Tathagat Chakraborty Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс]: научная статья / Tathagat Chakraborty, S.V. Kulkarni - Электронные данные. - Швеция: IEEE Stand, 2010. – 15 с. - Режим доступа URL - <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C0673052312.pdf> (дата обращения 8.05.21).

27. Zalizny D. Temperature Calculation in Respect of Basic Elements of Power Oil Transformer on the Basis [Электронный ресурс]: научная статья / D. Zalizny, O. Shirokov. - Электронные данные. - Франция: National Technical University, 2012. – 9 с. - Режим доступа URL - <http://map.revues.org/775> (дата обращения 24.05.21).