


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 26 » 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Барабаш напряжением 110/35/10 кВ в
связи с заменой силовых трансформаторов

Исполнитель
студент группы 642-об1


_____ 16.06.2020
подпись, дата


К.С. Квартальнов

Руководитель
доцент


_____ 22.06.2020
подпись, дата


П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 19.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 22.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

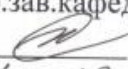
Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о.зав.кафедрой


Н.В. Савина
«24» 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента *Квартальнова Константина Сергеевича*

1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция подстанции Барабаш напряжением 110/35/10 кВ в связи с заменой силовых трансформаторов
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 25.06.2020г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ

4. Содержание бакалаврской работы 1. Характеристика района проектирования 2. Разработка вариантов реконструкции 3. Выбор числа и мощности трансформаторов 4. Расчет токов короткого замыкания 5. Выбор электрических аппаратов 6. Релейная защита и автоматика 7. Молниезащита и заземление подстанции 8. Безопасность и экологичность 9. Расчет показателей экономической эффективности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п) 1. Главная схема ПС до реконструкции. 2. Главная схема ПС после реконструкции 3. Молниезащита ПС 4. План ПС 5. Релейная защита на ПС 6. Схема сети

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г. 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 стр., 21 рисунок, 35 таблиц, 23 источника.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции «Барабаш» напряжением 110/35/10 кВ расположенной в Приморском крае для обеспечения требуемой трансформаторной мощности.

В данной выпускной квалификационной работе были выбраны схемы распределительных устройств для надежного электроснабжения, выбрано новое основное электрическое оборудование для реконструируемой подстанции.

Были произведены расчёты токов КЗ и рабочих токов для выбора электрооборудования. Произведен расчёт уставок микропроцессорной релейной защиты. Также важнейшим из этапов работы является обеспечение безопасности и экологичности подстанции.

Завершающим этапом работы была рассчитана экономическая эффективность проекта и затраты на реконструкцию и модернизацию, определяющие стоимость проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района электроснабжения подстанции «Барабаш»	9
2 Разработка вариантов реконструкции	11
2.1 Обоснование целесообразности реконструкции подстанции	11
2.2 Обоснование технических решений по выполнению РУ	12
2.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции	12
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	16
4 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	18
5.1 Выбор выключателей	29
5.2 Выбор разъединителей	34
5.3 Выбор трансформаторов тока	36
5.4 Выбор трансформаторов напряжения	41
5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	45
5.6 Выбор и проверка шин	46
5.7 Выбор ОПН	48
5.8 Выбор и проверка изоляторов	51
5.9 Выбор аккумуляторных батарей	54
5.10 Выбор ВЧ-заградителей	55
6 Релейная защита и автоматика	57
6.1 Релейная защита силового трансформатора	57
6.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	59
6.1.2 Максимальная токовая защита	62
6.1.3 Защита трансформатора от перегрузки	65
6.1.4 Газовая защита трансформатора	67
6.2 Автоматика на ПС «Барабаш»	69
7 Молниезащита и заземление	71
7.1 Расчет заземляющего устройства ПС	71

7.2 Расчет молниезащиты	76
8 Безопасность и экологичность	79
8.1 Безопасность	79
8.2 Экологичность	81
8.3 Чрезвычайная ситуация	85
9 Расчет показателей экономической эффективности проекта	91
9.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование	91
9.2 Расчет эксплуатационных затрат	93
9.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии	97
Заключение	98
Библиографический список	99

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

РУ – распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

НН – низшее напряжение;

СН – среднее напряжение;

ВН – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальное реле с магнитным торможением;

СЗ – срабатывание защиты;

СР – срабатывание реле;

СТ – силовой трансформатор.

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) является завершающей стадией освоения студентом профессии и позволяет определить готовность студента к работе по своей специализации.

Данная выпускная работа включает в себя расчёт и решение поставленных задач по всем изученным дисциплинам, а именно:

- анализ и обоснование предлагаемых инженерных решений;
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор основного электрического оборудования;
- расчёт и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- организация технической и пожарной безопасности.

Темой данной выпускной квалификационной работы является реконструкция подстанции напряжением 110/35/10 кВ Барабаш, расположенная в Хасанском районе Приморского края.

Актуальность темы объясняется тем, что существующие силовые трансформаторы мощностью 6,3 МВА исчерпали свой срок службы и не обеспечивают стабильную работу в послеаварийном режиме, так как загрузка одного трансформатора в послеаварийном режиме составляет 163% от номинальной мощности при уровне нагрузок зимнего максимума 2020 г [1]. Это означает что в послеаварийных режимах потребуется ограничение части потребителей для разгрузки трансформатора.

Поэтому в данной работе предлагается замена двух силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на два силовых трансформатора мощностью 10 МВА для предотвращения перегрузок трансформатора и тем самым обеспечить возможность подключения к ним новых потребителей.

Также в работе предлагается замена старого коммутационного оборудования на новое элегазовое. В частности, произвести замену отделителя и короткозамыкателя на стороне 110 кВ на элегазовый выключатель.

Исходными данными к работе является нормальная схема электрических соединений 6-500 кВ Приморского края, а также результаты замеров загрузки трансформаторов на декабрь 2019 года.

Таким образом данная выпускная работа должна полностью отразить и закрепить полученные студентом в процессе обучения навыки и знания, без которых не обойтись инженеру в его дальнейшей трудовой деятельности.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее ПО:

- Microsoft office word
- MathCad
- Microsoft office visio

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ «БАРАБАШ»

Знание климатических и географических условий района для реконструкции подстанции «Барабаш» очень важно, так как исходя из этих знаний производится выбор электрического оборудования, а также обеспечение надежности и долговечности выбранного оборудования.

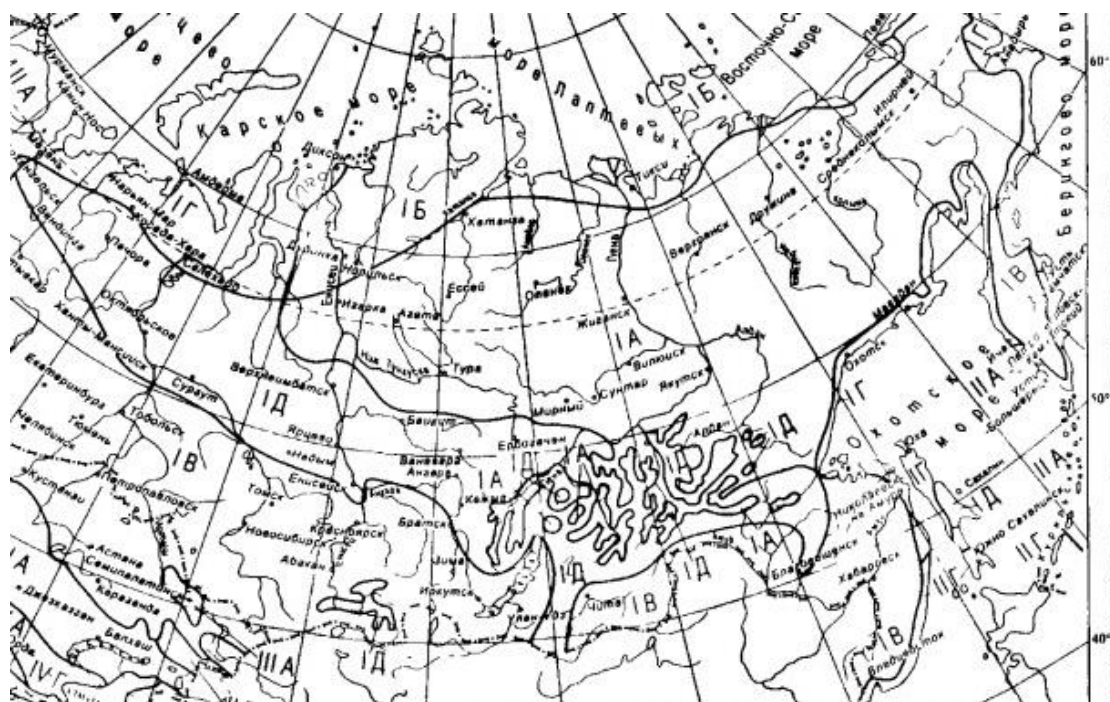


Рисунок 1 – Карта климатического районирования

Согласно карте климатического районирования СП 131.13330.2018 территория относится к климатическому подрайону IВ.

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. Территория Приморья на три четверти занята Сихотэ-Алинской и Восточно-Маньчжурской горных областей. Остальная часть территории имеет равнинный характер .

Климат Приморского края умеренный, муссонный, влажный, отличается многими особенностями. На его формирование оказывают влияние географическое положение, солнечная радиация, движение воздушных масс, характер под-

стилающей поверхности [16].

Средняя годовая температура воздуха в Приморском крае на 7-8° меньше, чем в европейских районах России, расположенных на тех же широтах. Зимой эта разница достигает 14-17°. Весна в Приморье обычно затяжная и холодная. Лето и осень здесь значительно холоднее, чем в тех же широтах европейской части страны.

Ветра в Приморье носят характер муссонов. Зимой муссоны дуют в основном с севера и северо-запада, а летом - с юга и юго-востока. Однако, значительная пересеченность территории края очень сильно влияет на передвижение воздушных масс, поэтому в ряде мест наблюдаются отклонения муссонов от их основного для данного сезона направления [16].

Средняя продолжительность гроз на выбранной территории составляет от 10 до 20 часов.

Таблица 1 – Условия климата района

Условия климата	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололёду	IV
Нормативная стенка гололёда, мм	18
Минимальная температура воздуха, С	-20
Максимальная температура воздуха, С	+33

Приморский край имеет собственные источники питания: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями АО «Дальневосточная генерирующая компания». Поставка электроэнергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы. Распределение электроэнергии потребителям региона осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ, принадлежащим филиалу АО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Рассматриваемая в выпускной работе подстанция «Барабаш» предназначена для усиления схемы внешнего электроснабжения потребителей Хасанского района.

Данная подстанция работает очень долго. За время её работы оборудование находящиеся на подстанции исчерпало свой срок службы. В данной выпускной работе я рассмотрел наиболее выгодные варианты реконструкции и замены старого оборудования ПС «Барабаш» для дальнейшей её работы.

2.1 Обоснование целесообразности реконструкции подстанции

Необходимость реконструкции подстанции «Барабаш» обусловлена отсутствием свободной трансформаторной мощности на подстанции.

Сейчас район получает питание от подстанции 110/35/10 «Барабаш».

- оборудование ПС «Барабаш» работает в перегруженном режиме что приводит к сокращению срока его службы;

- мощность силовых трансформаторов в настоящее время является недостаточной для подключения новых потребителей.

Срок эксплуатации трансформаторов, установленных на ПС «Барабаш», составляет 50 лет, загрузка одного трансформатора в послеаварийном режиме отключения другого достигает ~ 163 % от номинальной мощности при уровне нагрузок зимнего максимума 2020 г [1].

Замена исчерпавших срок службы и пропускную способность трансформаторов на ПС «Барабаш» обеспечивает возможность подключения к ним новых потребителей и позволяет обеспечить стабильную работу одного из трансформаторов при отключении другого в послеаварийных режимах.

Замена коммутационного оборудования на ПС «Барабаш» также необходимо из-за его устаревания. Для надежности энергоснабжения потребителей в данной выпускной работе была проведена замена не только силовых трансформаторов, но и коммутационного оборудования подстанции.

2.2 Обоснование технических решений по выполнению РУ

Главная цель реконструкции подстанций – производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии; надежность работы установки и энергосистемы в целом; заданное качество электроэнергии; понижение ежегодных издержек и ущербов при эксплуатации установок энергосистемы. В данной выпускной работе были заменены силовые трансформаторы на более мощные. Мощность силового трансформатора рассчитана в пункте 3.

На стороне ВН присутствуют отделители и короткозамыкатели. В данной работе была проведена замена ОД и КЗ на элегазовый выключатель. Выключатель является более надежным коммутационным устройством. Отделители и короткозамыкатели менее надежные.

Недостатки ОД и КЗ:

1) выключается линия (от неё могут отходить присоединения с потребителями, которые будут тоже отключены);

2) создание искусственного КЗ (электродинамическое и электротермическое воздействие на оборудование, к тому же ресурс изоляции при этом существенно сокращается или же она вообще может быть пробита);

3) создаваемое искусственное КЗ отключится не I ступенью защиты ВЛ 110 кВ, а, как минимум, II ступенью (с выдержкой времени 0,5 с) - это значит, что оборудование будет подвергаться действию КЗ лишнее время.

Также на подстанции «Барабаш» произведем замену релейной защиты на механическом реле на микропроцессорные устройства релейной защиты. Микропроцессорная релейная защита более современная и в разы быстрее механической релейной защиты, а также занимает меньше места.

2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции

Для обеспечения стабильной и надежной работы ПС 110/35/10 кВ «Барабаш» были рассмотрены следующие варианты схем ОРУ-110 кВ:

- схема № 110-4Н;

- схема № 110-9.

Схемы ОРУ-110 кВ приняты по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 - «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [15].

Обе рассмотренные схемы имеют свои преимущества и недостатки.

Схема №110-9 предусматривает большее количество выключателей и разъединителей для подстанции «Барабаш», что влияет на конечную стоимость ОРУ, но обеспечивает более надежную и стабильную работу подстанции, тем самым повышая надежность электроснабжения потребителей. Для реализации данной схемы требуется 5 выключателей 110 кВ и 22 разъединителя 110 кВ.

В таблице 2 представлено какое оборудование нам необходимо, его количество и его стоимость, а также производители данного электрооборудования по схеме № 110-9.

Таблица 2 – Стоимость основного электрооборудования по схеме 110-9

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель 110кВ	5 шт.	29 648 137	31 860 000
Разъединитель 110 кВ	14 шт.	7 505 937	22 302 000
Трансформатор напряжения 110 кВ	2 шт.	1 525 048	1 392 400
Итого		38 679 122	55 554 400

Схема открытого распределительного устройства №110-4Н имеет меньшее количество основного электрического оборудования, тем самым снижается надежность электроснабжения потребителей, но зато это сказывается на конеч-

ной стоимости ОРУ подстанции «Барабаш». Для реализации этой схемы требуется 2 выключателя 110 кВ и 8 разъединителей 110 кВ.

Таблица 3 – Стоимость оборудования по схеме 110-4Н

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель 110 кВ	2 шт.	11 859 255	12 744 000
Разъединитель 110 кВ	8 шт.	4 289 106	12 744 000
Трансформатор напряжения 110 кВ	2 шт.	1 525 048	1 392 400
Итого		17 673 409	26 880 400

Анализируя вышеперечисленные схемы ОРУ-110 кВ, мною было принято решение о выборе схемы № 110-4Н, как более оптимальную по надёжности электроснабжения конечных потребителей и работы подстанции в целом, а также по стоимости основного электрического оборудования ОРУ, необходимых для работы подстанции.

На ОРУ-35 кВ рассмотрим следующие варианты схем:

- схема №1 - одна несекционированная система шин;
- схема №2 - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

В таблице 4 указано какое оборудование нужно для подстанции, его количество, а также его стоимость и производитель по схеме №1.

Таблица 4 – Стоимость электрооборудования по схеме №1

Наименование оборудование	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель 35кВ	4	1 140 000	1 180 000
Разъединитель	6	399 000	618 000
Трансформатор напряжения 35 кВ	1	256 000	129 720
Итого		1 795 000	1 927 720

Таблица 5 – Стоимость оборудования по схеме №2

Наименование оборудование	Кол-во	Стоимость комплекта оборудования, руб.	
		Производитель ЗЭТО г. Великие Луки	Производитель УЭТМ г. Екатеринбург
Выключатель 35кВ	5	2 850 000	2 950 000
Разъединитель	8	532 000	824 000
Трансформатор напряжения 35 кВ	2	256 000	129 720
Итого		3 638 000	3 903 720

Исходя из вышеперечисленных вариантов схем ОРУ-35 кВ, мною было принято решение выбрать для данного проекта схему №1, как более удачную по надежности электроснабжения потребителей, так и по конечной стоимости этой схемы ОРУ.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Число трансформаторов на подстанциях определяется категорией потребителя электроэнергии, в данном случае присоединяемые объекты к подстанции «Барабаш» относятся к потребителям второй категории и поэтому на рассматриваемой ПС должны быть установлены не менее двух трансформаторов одинаковой мощности.

Исходя из этих соображений, мощность трансформатора определится из выражения:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_{зонт}}, \quad (1)$$

где $S_{трасч}$ - расчетная мощность силового трансформатора, МВА;

$P_{ср}$ - средняя активная мощность в зимнее время, МВт;

$Q_{неск}$ - не скомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

n_T - количество трансформаторов;

$k_{зонт}$ - оптимальный коэффициент загрузки.

Сделаем расчёт мощности нового трансформатора на реконструируемой подстанции «Барабаш».

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{5,5^2 + 7,25^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,5 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанцию «Барабаш» примем два трёхобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА – ТДТН-10000/110-У1

Проверим трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, то есть при отключении одного из двух трансформаторов

$$K_{3 П/А} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T - 1 \cdot S_{тр}} \leq 1,4, \quad (2)$$

Рассчитаем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{з\text{ П/А}} = \frac{\sqrt{5,5^2 + 7,25^2}}{10} = 0,91.$$

Условие $K_{з\text{ П/А}} \leq 1,4$ выполняется, это значит, что трансформатор ТДТН-10000/110-У1 подходит для установки на ПС «Барабаш».



Рисунок 2 – Силовой трансформатор ТДТН-10000/110 УХЛ1

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Расчёт токов КЗ очень важная часть при реконструкции или проектировании подстанции, так как по результатам расчёта токов КЗ производится выбор электрооборудования подстанции, а также выбираются настройки релейной защиты и автоматики.

Расчет токов КЗ выполняется, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников.

На рисунке 3 представлена схема замещения, на которой обозначены точки КЗ, эквивалентируя ее, определим токи КЗ в каждой точке. Расчет покажем в примере точки К-1.

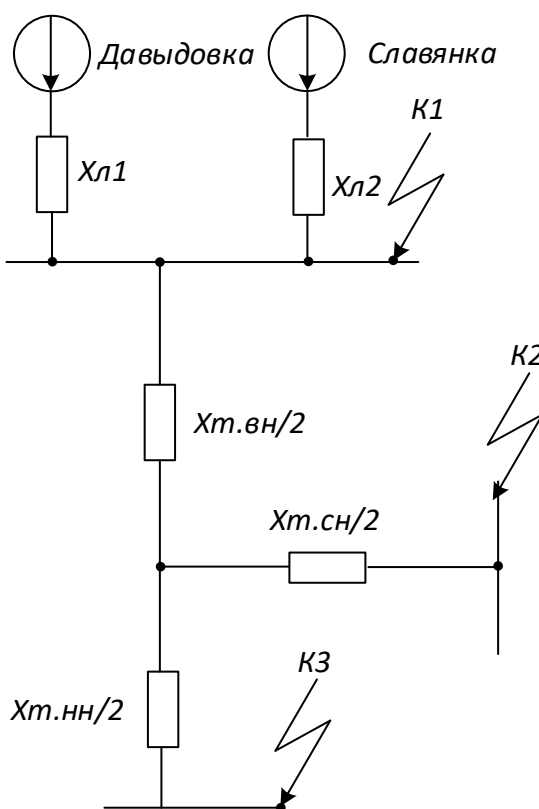


Рисунок 3 – Схема замещения

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование.

При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей.

$$S_{Ki} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{K3}, \quad (3)$$

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8 = 152,4 \text{ МВА.}$$

Зададимся базисными величинами:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВА.}$$

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{Cpi}}, \quad (4)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Для расчёта точки К3 потребуется найти сопротивление трансформатора. Данные трансформатора ТДТН 10000/110 представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ТДТН 10000/110 [5]

$S_{ном}, \text{ МВА}$	$U_{ВН}, \text{ кВ}$	$U_{СН}, \text{ кВ}$	$U_{НН}, \text{ кВ}$	$P_{xx}, \text{ кВт}$	$U_{квс}, \%$	$U_{квн}, \%$	$U_{ксн}, \%$
10	115	38,5	11	12	10,5	17	6

Расчет сопротивления трансформатора:

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{BH} - \Delta U_{CH} + \Delta U_{BC}), \quad (5)$$

$$\Delta U_B = \frac{1}{2} \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ \%}.$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (\Delta U_{BH} + \Delta U_{CH} - \Delta U_{BC}), \quad (6)$$

$$\Delta U_H = \frac{1}{2} \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%}.$$

$$X_{T,i} = \frac{\Delta U_i \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{mp}}, \quad (7)$$

$$X_{T.B} = \frac{10,75 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,075 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.H} = \frac{6,25 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы:

$$X_{Ci} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{Ki}}, \quad (8)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{152,4} = 0,656 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий:

$$X_L = X_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (9)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 43 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 44,1 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,133 \text{ о.е.}$$

Ниже представлена схема замещения для расчёта токов КЗ для точки К1.

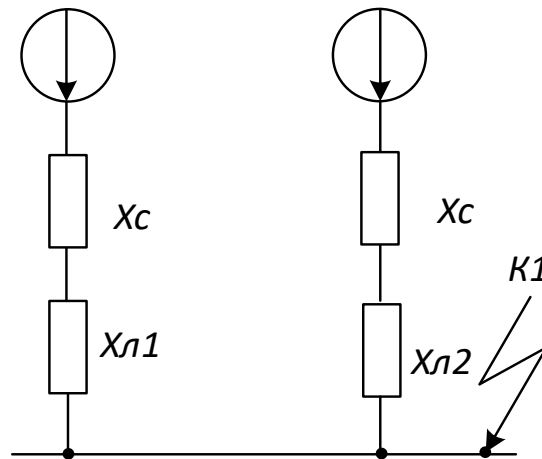


Рисунок 4 – Схема замещения для точки К1

Найдем суммарное сопротивление для точки К1

$$X_1 = X_c + X_{л1}, \tag{10}$$

$$X_1 = 0,656 + 0,13 = 0,786 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_c + X_{л2}, \tag{11}$$

$$X_2 = 0,656 + 0,133 = 0,789 \text{ о.е.}$$

$$X_{сумм} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \tag{12}$$

$$X_{\text{сумм}} = \frac{0,786 \cdot 0,789}{0,786 + 0,789} = 0,394 \text{ о.е.}$$

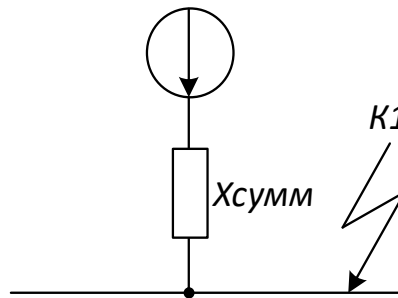


Рисунок 5 – Суммарное сопротивление для точки К1

Рассчитаем для примера ток КЗ в точке К1:

$$I_{\text{КЗ}i}^{(3)} = \frac{E_i}{X_{\text{сумм}}} \cdot I_{\text{Б}i}, \quad (13)$$

$$i_{y,i} = k_{y.cuc} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{П}Oi}, \quad (14)$$

$$I_{\text{КЗ}i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (15)$$

$$I_{\text{КЗ}1}^{(3)} = \frac{1}{0,394} \cdot 0,502 = 1,274 \text{ кА.}$$

$$i_{y,1} = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,274 = 2,883 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗ}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,274 = 1,103 \text{ кА.}$$

Теперь рассчитаем ток короткого замыкания в точке К2.

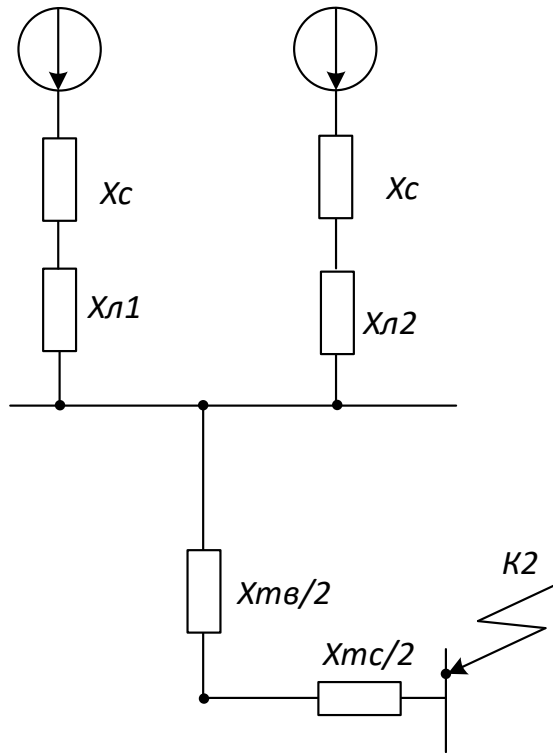


Рисунок 6 – Схема замещения точки К2

$$X_1 = X_C + X_{Л1}, \quad (16)$$

$$X_2 = X_C + X_{Л2}, \quad (17)$$

$$X_1 = 0,656 + 0,13 = 0,786 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = 0,656 + 0,133 = 0,789 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сумм1}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (18)$$

$$X_{\text{сумм1}} = \frac{0,786 \cdot 0,789}{0,786 + 0,789} = 0,394 \text{ о.е.}$$

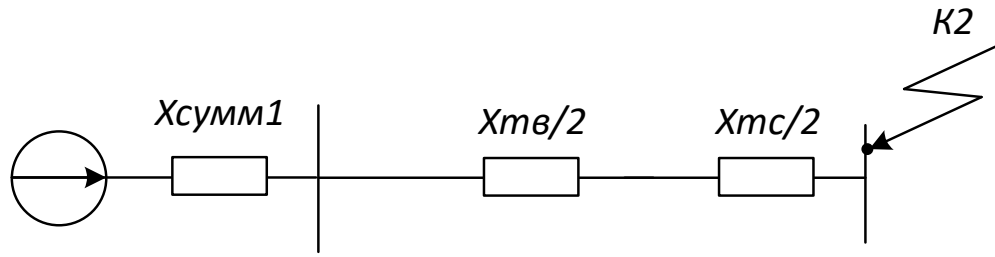


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения к точке К2

$$X_{\text{СУММ2}} = X_{\text{СУММ1}} + \frac{X_{\text{ТВ}}}{2} + \frac{X_{\text{ТС}}}{2}, \quad (19)$$

$$X_{\text{СУММ2}} = 0,394 + \frac{1,075}{2} + \frac{0}{2} = 0,931 \text{ о.е.}$$

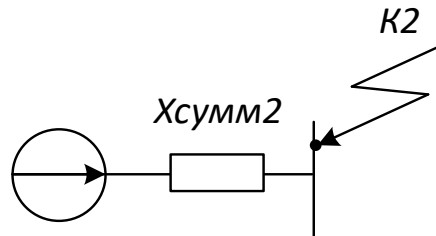


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{КЗ2}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{сумм2}}} \cdot I_{\text{Б2}}, \quad (20)$$

$$i_{\text{y.2}} = k_{\text{y.сис}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО2}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (22)$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(3)} = \frac{1}{0,931} \cdot 1,56 = 1,675 \text{ кА.}$$

$$i_{y,2} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,675 = 4,311 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,675 = 1,451 \text{ кА.}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ в точке КЗ.

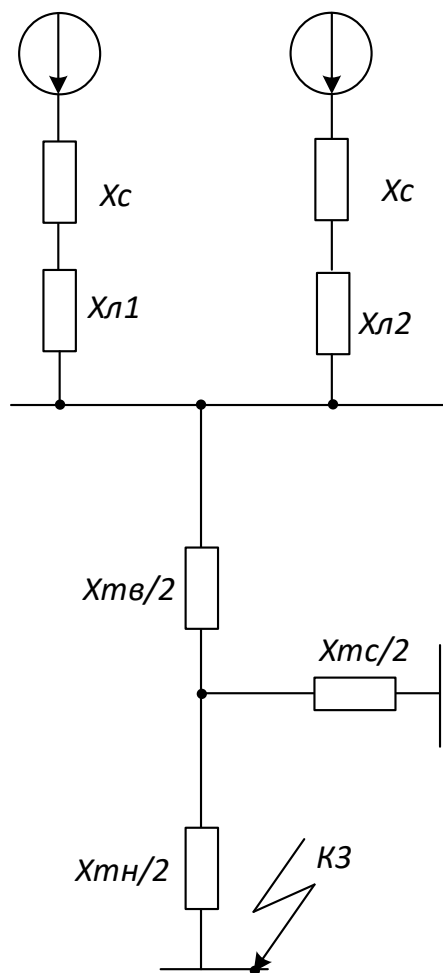


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

$$X_1 = X_C + X_{Л1}, \quad (23)$$

$$X_2 = X_C + X_{Л2}, \quad (24)$$

$$X_1 = 0,656 + 0,13 = 0,786 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = 0,656 + 0,133 = 0,789 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{СУММ1}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (25)$$

$$X_{\text{СУММ1}} = \frac{0,786 \cdot 0,789}{0,786 + 0,789} = 0,394 \text{ о.е.}$$

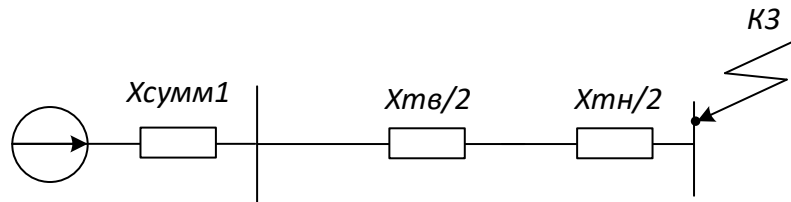


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения к точке КЗ

$$X_{\text{СУММ3}} = X_{\text{СУММ1}} + \frac{X_{\text{ТВ}}}{2} + \frac{X_{\text{ТН}}}{2}, \quad (26)$$

$$X_{\text{СУММ3}} = 0,394 + \frac{1,075}{2} + \frac{0,625}{2} = 1,244 \text{ о.е.}$$

Теперь рассчитаем ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗ3}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{СУММ3}}} \cdot I_{\text{Б3}}, \quad (27)$$

$$i_{\text{y,3}} = k_{\text{y.cuc}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОЗ}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (29)$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(3)} = \frac{1}{1,244} \cdot 5,5 = 4,421 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{y,3}} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,421 = 11,830 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,421 = 3,829 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ двухфазное
	$I^{(3)}_{ПО}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I^{(2)}_{ПО}$, кА
К-1	1,274	2,883	1,103
К-2	1,675	4,311	1,451
К-3	4,421	11,380	3,829

Необходимо также рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Токи в ветвях трансформаторов рассчитаем исходя из допустимой перегрузки:

$$I_{MAX110} = \frac{1,4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot 110}, \quad (30)$$

$$I_{MAX110} = \frac{1,4 \cdot 20000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147 \text{ А.}$$

Токи в других ветвях силового трансформатора найдем аналогично, но без учета перегрузки:

$$I_{MAX35} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 330 \text{ А.}$$

$$I_{MAX10} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ А.}$$

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При проведении реконструкции или проектирования объектов электроэнергетики такие как станции и подстанции, важным этапом всего проекта является выбор электрического оборудования. От того насколько правильно выбрано электрооборудования зависит работа подстанции в целом, например:

- надежное электроснабжение потребителей, подключенных к данной подстанции;
- снижается вероятность аварий на энергообъекте, тем самым снижаются расходы на ремонт и замену оборудования;
- правильно выбранное оборудование проработает весь свой срок службы, указанный заводом изготовителем.

Все выбранные элементы при проектировании или реконструкции электрических станций и подстанций должны работать в нормальных условиях, а также, что очень важно, иметь достаточную динамическую и термическую стойкость при сильных коротких замыканиях. Поэтому при выборе того или иного оборудования для подстанции, проверяется соответствие расчётных показателей, таких как, максимальный ток короткого замыкания, который выдержит оборудование, напряжение, максимальный рабочий ток и т.д [2].

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — электрическая установка, служащая для приёма и распределения электрической энергии одного класса напряжения [2].

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов КЗ.

Проверка электрооборудования на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать длительность КЗ, $t_{откл}$ или расчетное время действия тока КЗ. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя $t_{в}$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по

большей части можно принимать равным 0,01 с [8].

При проектировании или реконструкции подстанции рекомендуется выбирать электрооборудование одного производителя для лучшей совместимости. Важным фактором является соответствие выбранного электрооборудования с выбранной схемой распределительного устройства.

5.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационное оборудование, предназначенное для включения или отключения части схемы или всей схемы от электричества, а также для защиты электрооборудования от короткого замыкания посредством отключения оборудования от сети.

Выключатель является основным устройством в электроустановках. Он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на соответствующее короткое замыкание.

К выключателям ВН предъявляют следующие требования:

- надежное отключение токов;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для БАПВ, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же характеристиках могут быть выбраны маломасляные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также дина-

мической и термической стойкости к токам коротких замыканий.

Для проверки на отключающую способность необходимо знать $I_{пг}$ и $I_{ат}$ из расчетов токов КЗ. Если расчет производится для небыстродействующих выключателей, собственное время которых превышает 0,08 с, апериодическим током можно пренебречь, т.к. его относительное содержание в полном токе при таком времени становится меньше 0,15.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст.ном}, \quad (31)$$

где $U_{ан.уст}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ - номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току должно соблюдаться условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном}, \quad (32)$$

где $I_{раб.мах}$ - максимально возможный рабочий ток присоединения.

Также при выборе оборудования должно выполняться условие динамической устойчивости:

$$I_y \leq I_{мах}, \quad (33)$$

где $I_{мах}$ - максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверка выключателя по термической стойкости проводится по формуле:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (34)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_K = 1,274^2 \cdot (1,6 + 0,05) = 2,67 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Выбираем выключатель на ОРУ 110 кВ марки ВЭБ-110

Таблица 9 – Параметры выключателя ВЭБ - 110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > U_p$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,147 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.мах}}$
$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 1,274 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} > I_{\text{нт}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 1,274 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} > I_{\text{но}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,883 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$



Рисунок 11 – Элегазовый выключатель ВЭБ-110

Выбираем выключатели на открытое распределительное устройство 35 кВ с расчетными токами в точке К2 серии ВГБ-35.

Таблица 10 – Параметры выключателя ВГБ- 35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} > U_p$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 0,330 \text{ кА}$	$I_{ном} > I_{раб.мах}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 1,675 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 1,675 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{по}$
$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,311 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$



Рисунок 12 – Выключатель ВЭБ-35

Для КРУН-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии «КРУН – 007 – 1250 – УХЛ1», нужное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 400-1250 А.

Таблица 11 – Параметры выключателя КРУН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} > U_p$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1,155 \text{ кА}$	$I_{ном} > I_{раб.мах}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,421 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,421 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$

5.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в сети на время ремонта, оперативного переключения и т.д для обеспечения безопасности персонала [2]. Разъединители переключают обычно при отсутствии тока, но разрешено переключать разъединители в момент присутствия тока, но обязательно без нагрузки трансформаторов, либо при токах нагрузки маломощных трансформаторов.

Категорически нельзя отключать цепь разъединителем под нагрузкой, так как это приведёт к возникновению стабильной дуги, вызывающей неисправность между фазами.

На высокой стороне подстанции, а именно на ОРУ 110 кВ установим разъединитель горизонтально-поворотного типа РПД-110.

Параметры разъединителя представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Условия проверки разъединителя РПД-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 0,147 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 2,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,883 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$



Рисунок 13 – Разъединитель РПД-110

Для средней стороны подстанции 35 кВ установим разъединитель наружной установки РПП-35/1000 УХЛ1.

Разъединитель предназначен для:

- 1) включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения;
- 2) для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке;
- 3) для заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей.

Таблица 13 – Условия проверки разъединителя РПП-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 0,330 \text{ кА}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 5,892 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,311 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

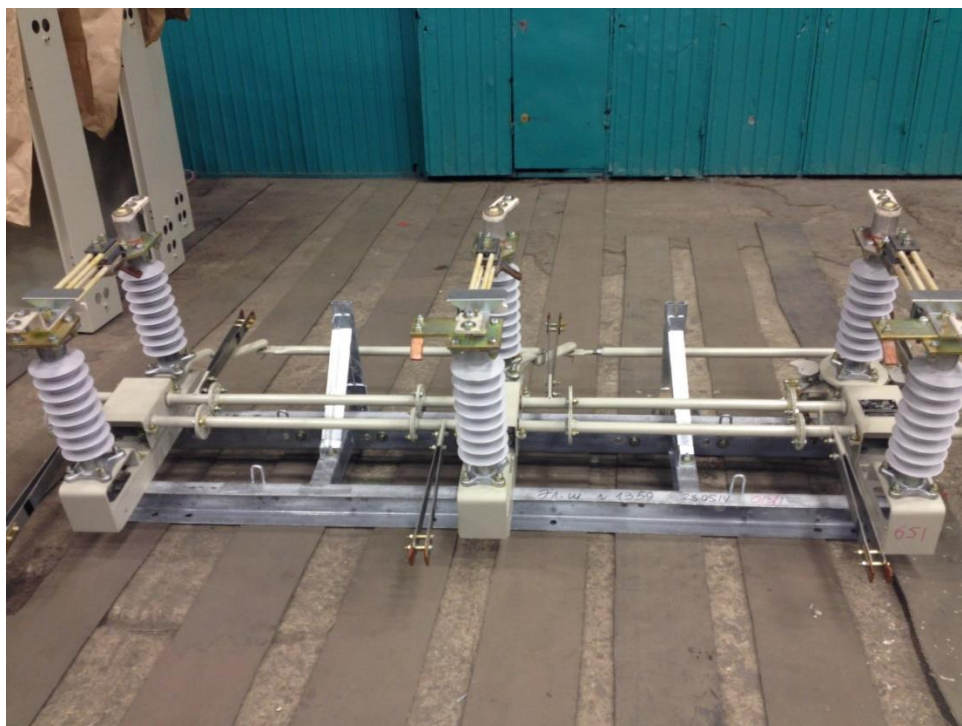


Рисунок 14 – Разъединитель РГП-35

В установке разъединителей в КРУН - 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор на стороне 10 кВ не производится.

5.3 Выбор трансформаторов тока

При выборе ТТ номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешностей

Для выбора ТТ нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (35)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (36)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (37)$$

Для выбора трансформаторов тока, для начала нужно найти количество и тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь трансформатора тока, а также знать мощность нагрузки этих приборов. Также необходимо знать длину соединительных проводов.

Минимальные сечения проводов должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения – 6 и 10 мм². После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
ИТОГО		16.8		

Класс точности трансформаторов тока для электрических счетчиков должен быть 0,5.

Для обеспечения установленного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (38)$$

На стороне высокого напряжения установим трансформатор тока ТОГФ-110 (УХЛ1). Нагрузка на ТТ определим по формуле:

$$R_{НАГР} = \sum R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (39)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - \sum R_{ПРИБ} - R_K, \quad (40)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ} = 4,62$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{ПРИБ}$ – сопротивление всех приборов, которые подключены к трансформатору тока на стороне высокого напряжения, определяется по формуле:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (41)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2Н}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле (41):

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{16.8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода равно:

$$R_{ПР} = 4,62 - 0,672 - 0,05 = 3,898 \text{ Ом.}$$

Сечение провода находим по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (42)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

В таблице 15 представлена зависимость длины кабеля от напряжения.

Таблица 15 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60
35	48
10	4

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{3,898} = 0,436 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм².

Сопротивление нагрузки будет:

$$Z_2 = 0,672 + 0,283 + 0,05 = 1,005 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 147 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,005 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 2,883 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ-35 III-7,2. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	
ИТОГО		5.2		

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне СН.

Сравнение данных из каталога и из расчета для ТТ представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 330 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,598 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 153 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 4,311 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Судя по результатам, трансформатор тока подходит по данным условиям и принимается к установке.

На стороне низшего напряжения выбираем трансформатор тока согласно комплектации КРУН – 007 – 630 – УХЛ1. Выберем трансформатор тока ТОЛ-10.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	
ИТОГО		5.2		

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам 34-39.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ НН представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1155 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0.35 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.286 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 11,38 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$

Судя по результатам, ТТ подходит по данным условиям и принимается к установке.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения могут быть выбраны по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (43)$$

- конструкция и схема соединения обмоток;
- класс точности;
- вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (44)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов, подключенных к ТН.

Для более простого расчёта нагрузку приборов не будем разделять по фазам, следовательно:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (45)$$

Если нагрузка на вторичной обмотке превышает номинальную мощность ТТ, то устанавливается второй трансформатор и к нему подключаются некоторые устройства.

Сечение проводов в цепях трансформатора напряжения определяется допустимой потерей напряжения. Согласно ПУЭ, потери напряжения от трансформаторов напряжения до номинальных счетчиков должны составлять не более 0,5 %, а для щитовых счетчиков - не более 1,5 % при нормальной нагрузке [8].

В распределительных устройствах подстанций установлены трансформаторы напряжения для питания обмоток вольтметров приборов учета и контроля, устройств релейной защиты и автоматики подстанций.

Для выбора трансформатора напряжения нужно знать общую суммарную нагрузку всех приборов, подключенных к нему. Список приборов приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	2	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	2	15
Частотомер	СС3021	5	2	10
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	2	2
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				57

На ОРУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1. Антирезонансный однофазный трансформатор напряжения «НАМИ-110» (ТУ 3414-023-11703970-03) УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с глухо заземлённой нейтралью для передачи сигнала измерительной информации на измерительные приборы, устройства автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию, состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезию для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Каталожные данные ТН-110 кВ представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН НАМИ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 57 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$



Рисунок 15 – Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Таким же образом, который использовался выше, выберем трансформатор напряжения на ОРУ-35 кВ. Возьмем трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35

Список приборов, которые подключаются к трансформатору напряжения приведен в таблице 23. Сами данные трансформатора напряжения НАМИ-35 кВ и проверка по условиям представлены в таблице 24.

Таблица 23 – Вторичная мощность нагрузки ТН ОРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5

Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	4	4
Ваттметр	СР3021	5	4	20
Варметр	СР3021	5	4	20
Итого				56,5

Таблица 24 – Проверка по условиям выбора ТН НАМИ - 35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35\text{кВ}$	$U_{уст} = 35\text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 80\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 56,5\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$



Рисунок 16 – Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Сравнивая расчетные и каталожные данные, а также условия выбора трансформаторов напряжения видно, что все ТН подходят к установке.

Установка трансформаторов напряжения в КРУН – 10 кВ не нужна, поэтому выбор ТН на стороне 10 кВ не производится.

5.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

На подстанции «Барабаш» установлены трансформаторы собственных нужд ТМ-100/10. Эти трансформаторы являются масляными. Так как у них уже

большой срок эксплуатации, они будут заменены на новые.

Лучше всего будет применить к установке трансформаторы сухие с литой изоляцией, так как они безопаснее и наиболее экологичны чем масляные трансформаторы.

Установим на подстанцию трансформаторы собственных нужд марки ТСЗ-630/10-66У1.

5.6 Выбор и проверка шин

В распределительных устройствах 35 кВ и более используется гибкая ошиновка, сделанная проводами марки АС, а также проводами трубчатого сечения. Для подключения силовых трансформаторов к ОРУ также используются гибкие провода. Подключение силовых трансформаторов с распределительным устройством 6-10 кВ производится пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Сталеалюминевые провода в пучке несут обычно механическую нагрузку. Алюминиевые провода, которые составляют остальную часть пучка, являются токопроводящими. В данной работе гибкая ошиновка используется как на 110 кВ, так и на 35 кВ, а также для соединения трансформаторов с ОРУ 35 кВ.

По длительно допустимому току выбирается сечение шин:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (46)$$

На ОРУ 110 кВ используем гибкую ошиновку на основе проводов марки АС-120/19. Проверим по допустимому току:

$$147 < 390 \text{ А.}$$

На термические воздействие тока КЗ проверка не делается, так как шины выполнены на открытом воздухе голыми проводами.

Проверка по условиям коронирования:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (47)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, находится по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (48)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода находится по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D} \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}, \quad (49)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,4 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 20,9 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (50)$$

$$1,07 \cdot 20,9 \leq 0,9 \cdot 33,4$$

$$22,4 \leq 30,06$$

Выбранное сечение АС-120/19 подходит по всем условиям проверки и будет использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

На ОРУ 35 кВ также будем использовать гибкую ошиновку, выполненную проводами АС-120/19.

Выполним проверку по допустимому току:

$$330 < 390 \text{ А.}$$

Шины не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость, согласно ПУЭ. Проверка по условию коронирования не производится.

В КРУН - 10 кВ шины представлены в виде жесткой ошиновки, связывающая ячейки между собой. Ошиновка в данном КРУН идёт в комплекте со своими заданными параметрами. Поэтому проводить расчёты, которые нужны для выбора и проверки шин не нужно. Можно обойтись проверкой по основным условиям, такие как:

- длительно допустимый ток;
- ток термической стойкости;
- ток электродинамической стойкости.

В таблице 25 представлены значения номинальных параметров для шин и расчетные данные, которые сравниваются между собой для проверки условий выбора шин.

Таблица 25 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1155 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

5.7 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выпол-

ненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Ограничители напряжения характеризуются следующими данными:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее допустимое длительное рабочее напряжение;
- текущая пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчетного значения рабочего напряжения ОПН, нужно знать расчетное значение максимально допустимого напряжения на ограничителе $U_{Н.Р}$, которое для сетей 110 кВ определяют по формуле:

$$U_{Н.Р} = 1,05 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}, \quad (51)$$

$$U_{Н.Р} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ.}$$

Продолжительность повреждения (время действия РЗ) составляет - 0,5 с [6]. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение допустимого напряжения за счет снижения частоты воздействия на разрядник на основе условий теплового баланса, имеет значение 1,52.

Расчетное значение долговременного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{Р.Н.Р} = \frac{U_{Н.Р.}}{K_B}, \quad (52)$$

$$U_{Р.Н.Р} = \frac{115,5}{1,52} = 75,97 \text{ кВ.}$$

В зависимости от длительного допустимого напряжения, выбираем ОПН - 110/100.

При выборе ограничителей перенапряжения за основу берется поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (53)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 263$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470$ Ом;

T – время распространения волны;

N – число последовательных токовых импульсов.

Значение напряжения можно найти по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (54)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 762,712 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (55)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{1}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathfrak{E}^* = \frac{\mathfrak{E}}{U_{НОМ}}, \quad (56)$$

$$\mathfrak{E}^* = \frac{803,3}{110} = 7,3 \text{ кДж/кВ.}$$

После всех расчётов принимаем ОПН–110/100-10(І) – УХЛ.



Рисунок 17 – Ограничитель перенапряжения ОПН-110

Выбор ОПН для других РУ выполняется точно также, результаты выбранных ограничителей перенапряжения сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбранные ОПН

Для РУ 110кВ	ОПН–110/100-10(І) – УХЛ
Для РУ 35 кВ	ОПН-35 УХЛ1
Для РУ 10 кВ	ОПН 10 УХЛ1

5.8 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы подбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузки.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в конструкции шин с несколькими пролетами определяется расчетной нагрузкой шин на пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных для изоляторов [8], и при выборе изоляторов должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (57)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{расч} = F_{дон}, \quad (58)$$

На ОРУ 110 кВ выбираем изолятор ОСК 8-110-В-2 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический). Предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и в распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока напряжением 110 кВ частотой до 100 Гц при температуре окружающего воздуха от - 60 до + 50 градусов.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1100$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Поправка на высоту прямоугольных шин применяется только в том случае, если шины поставлены на ребро. В нашем случае $K_h = 1$.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (59)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{2883^2}{1,1} \cdot 29 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 37,954 \text{ Н.}$$

Проверка:

$$F_{расч} \leq F_{дон},$$

$$37,954 \text{ Н} \leq 4800 \text{ Н}.$$

Следовательно, ОСК 8-110-В-2 подходит по механической прочности. Выбранный изолятор подходит по условиям и может быть принят к установке.

Выбираем изоляторы на 35 кВ ОСК 8-35-А-2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}.$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 400$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Поправка на высоту прямоугольных шин применяется только в том случае, если шины поставлены на ребро. В нашем случае $K_h = 1$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (60)$$

$$F_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot \frac{4311^2}{0,4} \cdot 10,5 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 84,498 \text{ Н}.$$

Проверка:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (61)$$

$$84,498 \text{ Н} < 4800 \text{ Н}.$$

Следовательно, ОСК 8-35-А-2 подходит по механической прочности. Изолятор подходит по условиям и принимается к установке.

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

Выбор аккумуляторов очень важен так как они выполняют очень важную функцию. С помощью аккумуляторов запитываются цепи оперативного управления, системы сигнализации, системы связи, автоматики, пожаротушения и других очень важных потребителей собственных нужд подстанции, без которых нормальная работа подстанций и станций невозможна.

Потребителей, которые питаются от аккумуляторов, разделяют на следующие категории, а именно:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Постоянно включенные нагрузки – это нагрузки которые включают в себя аппаратуру устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, также включают в себя постоянно включенную часть аварийного освещения.

Временная нагрузка – это такие нагрузки, которые обеспечивают питание аварийного освещения и двигателей постоянного тока в аварийном режиме. Длительность такой нагрузки определяется продолжительностью аварии.

Продолжительность кратковременной нагрузки не более 5 с. Такая нагрузка создается с помощью токов включения и выключения приводов выключателя и выключателя, а также пусковых токов электродвигателей и токов нагрузки устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Аккумуляторы выбираются по алгоритму, представленному ниже.

Находим количество элементов в батарее:

$$n_o = \frac{U_{ш}}{U_B}, \quad (62)$$

где $U_{ш}$ – напряжение шин постоянного тока, принимаем 230 В;

U_B – напряжение на элементе в режиме подзаряда, составляет 2,15 В.

Следовательно, число элементов составляет:

$$n_o = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

Находим количество элементов, подключенных в режиме постоянного подзаряда при максимальном напряжении:

$$n_{\min} = \frac{U}{U_{\text{Бмакс}}}, \quad (63)$$

где $U_{\text{Бмакс}}$ - максимальное напряжение элемента;

Общее число элементов определяется как:

$$n = \frac{U}{U_{\text{Бмин}}}, \quad (64)$$

где $U_{\text{Бмин}}$ - минимальное напряжение на элементе в конце разряда;

Выбираем для установки на подстанцию «Барабаш» аккумуляторную батарею типа ОР-10. Аккумуляторы PowerSafe с жидким электролитом серии ОР и ОРС специально разработаны для применения в резервных источниках питания, там, где безупречные эксплуатационные качества и долгий срок службы имеют первостепенное значение. Специальная плоская конструкция пластины обеспечивает ряд ключевых преимуществ: высокую плотность энергии и малое обслуживание, что делает батарею экономичной и надежной.

В итоге принимаем подзарядные устройства марки ВАЗП - 380/260-40/80-УХЛ4-2 в количестве 2 штук.

5.10 Выбор ВЧ-заградителей

ВЧ заградители предназначены для ослабления действия высоковольтного оборудования на воздушные линии электропередачи, которые используются для высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления

электросетями. Если кратко, то ВЧ-заградители являются заграждающим фильтром для высоких частот. Устанавливаются заградители в линейные провода линий электропередачи.

Выбор высокочастотных заградителей проведем по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ принимаем ВЧ заградитель типа ВЗ-400-0,25 УХЛ1.

Значения $I_{\max.p}$ и B_k берем те же, какие брали для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{p\max} = 147 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,855 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на СН представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЧЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 330 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,311 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 102 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 5,892 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Релейная защита силового трансформатора

Установленные на подстанции силовые трансформаторы являются очень важным электрооборудованием. Без них подстанция не может существовать. Силовые трансформаторы очень дорогие, поэтому очень важно правильно установить релейную защиту силового трансформатора от всех неисправностей.

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для того, чтобы защитить трансформатор от многофазных КЗ, в обмотках и на клеммах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная релейная защита. Также устанавливается максимальная токовая защита. Максимальная токовая защита (МТЗ) является дополнительной защитой от протекания внешних токов КЗ. Обязательно устанавливается защита от перегрузки, которая действует на сигнал или на отключение. Также обязательно нужна газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [6].

В нашем случае при проектировании релейной защиты трансформатора подстанции «Барабаш» напряжением 110/35/10 кВ будем пользоваться микропроцессорными устройствами релейной защиты.

Устройства релейной защиты и автоматики, которые сделаны на механической базе больше не способны обеспечить такой уровень защиты как современная микропроцессорная релейная защита. У таких «старых» устройств РЗА имеется ряд эксплуатационных и технических проблем, например:

- 1) увеличение функций защиты приводит к большому увеличению количества аппаратов;
- 2) выполнение большого количества функций просто невозможно на электромеханическом реле;
- 3) совместимость с современными цифровыми АСУ не предусматривается;
- 4) нет функции диагностики и регистрации аварийных событий;
- 5) усложнение схем релейной защиты и автоматики требует большого количества персонала высокой квалификации для ремонта и профилактики этих устройств.

Бурное развитие цифровых технологий привело к их широкому распространению на все уровни автоматизации и релейной защиты энергообъектов и не только в энергетике, но и в других областях. Ниже приведены достоинства микропроцессорной релейной защиты по сравнению с аналоговыми:

- 1) снижение расходов на эксплуатацию оборудования за счет автоматической регистрации событий;
- 2) внедрение полноценной современной системы автоматического управления технологическими процессами на основе устройств релейной защиты и автоматики с различными функциями;
- 3) снижение затрат на строительство, монтаж оборудования, оборудование занимает мало места;
- 4) быстрое отключение короткого замыкания, что снижает размер повреждений и стоимость ремонта оборудования;
- 5) совершенствование контроля за состоянием оборудования и работой устройств релейной защиты и автоматики;

- б) унификация технических решений, использование стандартных модулей, снижение потребности в запасных частях, полная заводская готовность;
- 7) самодиагностика не только устройств релейной защиты, но и основного оборудования;
- 8) значительно уменьшается время на определение причин аварий так как регистрируются и записываются аварийные события;
- 9) возможность применения новых функций;
- 10) простой расчёт уставок устройств релейной защиты и автоматики, более тонкая настройка уставок.

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики дает большой экономический эффект, прежде всего, за счет снижения эксплуатационных расходов и ущерба от недопоставки электроэнергии.

6.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве основной быстродействующей РЗ трансформаторов выбираем шкаф защиты ШЭ2607 155 фирмы «ЭКРА».



Рисунок 18 – Шкаф релейной защиты ЭКРА ШЭ2607 155

Устройства микропроцессорной защиты шкафа «ШЭ2607 155», предназначены для выполнения функции основной защиты трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора с напряжением на стороне ВН 35-220 кВ.

Рассчитаем дифференциальную защиту трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА подстанции «Барабаш».

Расчёт начнем с определения первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его мощности по формуле:

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (65)$$

Номинальный ток высокой стороны:

$$I_{ном.110} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204 \text{ А.}$$

Номинальный ток средней стороны:

$$I_{ном.35} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 149,961 \text{ А.}$$

Номинальный ток низкой стороны:

$$I_{ном.10} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,864 \text{ А.}$$

Определим вторичные номинальные токи на всех сторонах с учетом схем подключения ТТ «звезда» и «треугольник».

$$I_{в.ном} = \frac{K_{сх} \cdot I_{ном}}{k_I}, \quad (66)$$

$$I_{в.ном1} = \frac{1 \cdot 50,204}{100/5} = 2,51 \text{ А.}$$

$$I_{в.ном2} = \frac{1 \cdot 149,961}{200/5} = 3,749 \text{ А.}$$

$$I_{в.ном3} = \frac{\sqrt{3} \cdot 524,864}{1500/5} = 3,03 \text{ А.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет параметров ТТ

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	50,204	149,961	524,864
Схема соединения трансформатора тока	Y	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	1	$\sqrt{3}$
Коэффициент трансформации	$\frac{100}{5}$	$\frac{200}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи, А	2,51	3,749	3,03

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса [7]. Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ}^* = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ}^* + \Delta f_{ВЫР}^*, \quad (67)$$

где $K''_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε - полная относительная погрешность, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ}^*$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора $\Delta U_{РЕГ}^* = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР}^*$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР}^* = 0,02$.

$$I_{НБ}^* = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min}^*$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias}^* = 1,25$.

$$I_{d.min}^* \geq I_{bias}^* \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ}^* + \Delta f_{ВЫР}^*), \quad (68)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K'_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Теперь произведём выбор тормозной характеристики из набора для терминала. Чем правильнее установка тормозной характеристики, тем больше чувствительность защиты. Набор тормозных характеристик к терминалу представлены в таблице 30

Таблица 30 – Стандартные тормозные характеристики терминала

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем, чтобы соответствовал коэффициент торможения заданному в таблице через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб} \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*} < K_{T1}, \quad (69)$$

Сквозной ток для трансформаторов с малой мощностью принимаем равным $I_{скв}^* = 3$. Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 < 0,4.$$

Условие выполняется, следовательно, устанавливаем 4 характеристику.

6.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита является резервной защитой для силового трансформатора. В основном МТЗ защищает от внешних КЗ. В трехобмоточном трансформаторе защита выполняется со всех трёх сторон.

Ток срабатывания защиты определяется как, кА:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап} \cdot I_{p.max}}{k_B}, \quad (70)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
 $k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2;
 $k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,9;
 $I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (71)$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ определяем по формуле:

$$I_{cp.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{МТЗ}}{k_T}, \quad (72)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.min}}{I_{МТЗ}}, \quad (73)$$

где $I_{КЗ.min}$ – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_ч$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{p.max.ВН} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (74)$$

$$I_{p.\max.BH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,486 \text{ A.}$$

$$I_{MT3.B} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_B} \cdot I_{p.\max}, \quad (75)$$

$$I_{MT3.B} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 52,486 = 139,963 \text{ A.}$$

$$I_{cp.B} = \frac{k_{cx.Y} \cdot I_{MT3.B}}{k_{r.BH}}, \quad (76)$$

$$I_{cp.B} = \frac{1 \cdot 139,963}{\frac{100}{5}} = 6,998 \text{ A.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.\min}}{I_{MT3.B}} > 1,2, \quad (77)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 1274}{139,963} = 7,883 > 1,2.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Сторона СН трансформатора:

$$I_{p.\max.CH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957 \text{ A.}$$

$$I_{MT3.C} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 164,957 = 439,885 \text{ A.}$$

$$I_{cp.C} = \frac{1 \cdot 439,885}{\frac{200}{5}} = 10,997 \text{ A.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 1675}{439,885} = 3,298 > 1,2.$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{р.мах.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,350 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МТЗ.Н}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 577,350 = 1540 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ср.Н}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1540}{1500} = 8,891 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 4421}{1540} = 2,486 > 1,2.$$

Таблица 31 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона СТ	$I_{P.MAX}$, А	$I_{MTЗ}$, А	$I_{CЗ}$, А	$K_{\text{ч}}$
ВН	52,486	139,963	6,998	7,883
СН	164,957	439,885	10,997	3,298
НН	577,350	1540	8,891	2,486

6.1.3 Защита трансформатора от перегрузки

Силовые трансформаторы могут быть перегруженными в течение длительного времени. В присутствии персонала защита при обнаружении перегрузки трансформатора выдаёт сигнал персоналу. Если постоянного персонала нет, контроль может выполняться средствами телемеханики. Без постоянного персонала защита от перегрузки может действовать автоматически, а именно разгружать или полностью отключать трансформатор от работы (если другие способы не помогают устранить перегрузку). Согласно ПУЭ защита от перегрузки ставится на силовых трансформаторах мощностью 0,4 МВт и выше [8].

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться этой схемой устройств сигнализации перегрузки.

- 1) На двухобмоточных трансформаторах - с одной стороны.

2) На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности - на стороне питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с двух сторон - со всех трех сторон.

3) На трансформаторах с обмотками различной мощности со всех трех сторон.

Следовательно, для того чтобы охватить все возможные режимы и параметры силового трансформатора нужно установить защиту на всех трёх сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном}, \quad (78)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора;

k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,9.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 50,204 = 58,571 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.С} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 149,961 = 174,955 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.Н} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 524,864 = 612,341 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания определим по формуле:

$$I_{втор.п} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз.п}}{n_{ТВН}}, \quad (79)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.В}} = 1 \cdot \frac{58,571}{100/5} = 2,929 \text{ А.}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.С}} = 1 \cdot \frac{174,955}{200/5} = 4,374 \text{ А.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.н.Н}} = \sqrt{3} \cdot \frac{612,341}{1500/5} = 3,535 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки должно быть больше времени срабатывания основной защиты и восстановления нормального режима. Время выдержки, общее в ряде энергетических предприятий составляет 9 секунд.

6.1.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита силовых трансформаторов является наиболее универсальной защитой от внутренних повреждений трансформатора.

Установка газовой защиты является обязательной на всех силовых трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью от 6300 кВА и выше, а также на силовых трансформаторах мощностью от 1000 до 4000 кВА без быстродействующей защиты.

Незначительные повреждения силового трансформатора, а также нагрев внутри бака трансформатора вызывает разложение масла что в свою очередь сопровождается выделением газа. Именно на выделении газа основана газовая защита трансформатора. При медленном выделении газа, защита подаёт предупреждающий сигнал, на который должен отреагировать оперативный персонал. Если же газ выделяется очень быстро, а это возникает при коротких замыканиях, то защита отключает поврежденный трансформатор.

Газовая защита трансформаторов наиболее универсальна и чувствительна к внутренним повреждениям трансформатора, а в некоторых ситуациях действует только она. Те защиты, которые контролируют электрические параметры, обнаружить такие повреждения не могут. К таким повреждениям можно отнести замыкания между витками, пожар в стали магнитопровода, неисправ-

ности устройств РПН и так далее, признак которых это повышение температуры части трансформатора внутри бака.

Скорость образования газа и его химический состав зависят от степени повреждения. Следовательно, если скорость образования газа маленькая, подается предупреждающий сигнал для оперативного персонала. Если же газ образуется очень быстро, обычно это из-за коротких замыканий, то защита отключает трансформатор.

Первая стадия газовой защиты запускается небольшим выбросом газа или снижением уровня масла в баке. Действует на сигнал с выдержкой времени.

Вторая стадия газовой защиты запускается при значительном выбросе газа и действует на отключение трансформатора.

На нижеприведенном рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 19).

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждений внутри бака; относительно короткое время срабатывания; простота реализации, возможность защиты трансформатора при недопустимом понижении уровня масла по любой причине [6].

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков.

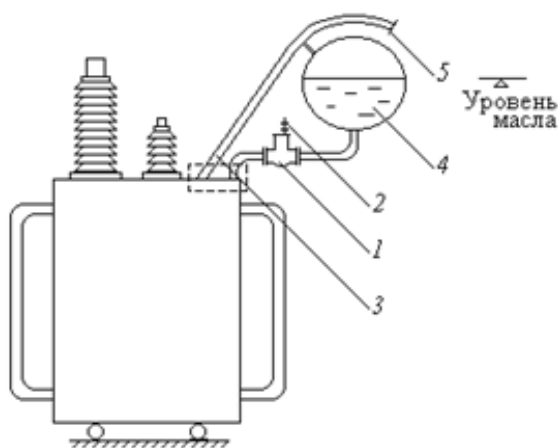


Рисунок 19 – Установка газового реле на трансформаторе

Самым серьезным недостатком газовой защиты является то, что она не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Защита может ложно срабатывать если воздух случайно попал в бак трансформатора. Это может быть, например, при добавлении масла, после ремонта системы охлаждения и т.д. Также возможно ложное срабатывание защиты в тех местах, где возможны землетрясения. В таких случаях газовая защита не может использоваться в качестве единственной защиты трансформатора.

6.2 Автоматика на ПС «Барабаш»

На подстанции Барабаш применяются следующие виды автоматики:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика обеспечивает резервным источником электроснабжения потребителей, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов. Заключается в автоматическом включении к резервному источнику в случае отключения основного источника.

Для того чтобы АВР сработало в нужном момент, в нем установлено реле минимального напряжения, подключенное через трансформаторы напряжения. Если напряжение на участке снижается, реле дает сигнал в схему АВР и тем самым АВР срабатывает. Кроме этого, должны соблюдаться ряд некоторых условий:

- на участке нет короткого замыкания. Если понижение напряжения связано с коротким замыканием, то включение дополнительных источников питания в эту цепь недопустимо.

- на резервном источнике должно присутствовать напряжение. Если обе питающие линии обесточены, то переключение не имеет никакого смысла.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Нужно для повторного включения выключателя, если он отключился при действии релейной защиты. Срабатывает АПВ через определенное время. АПВ бывает однократного, двукратного и трехкратного действия, а в некоторых системах возможно до восьми циклов АПВ.

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Это автоматика, направленная на автоматическое повышение частоты в сети в случае её понижения путем отключения некоторых потребителей.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;
- АЧР II.

Действие АЧР I: происходит быстрое отключение наименее важных потребителей электроэнергии с целью остановки понижения частоты в системе. Действие АЧР I начинается в диапазоне частот от 48,5 Гц до 46,5 Гц.

Действие АЧР II: происходит попытка поднятия частоты выше 49 Гц в системе после остановки её падения. Начинает работать на частоте 47,5 – 48,5 Гц.

Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем между ступенями АЧР I и колеблется в диапазоне от 5 – 10 до 70 – 90 секунд. Такая большая выдержка объясняется тем, что система долгое время может работать на частоте выше 49,2 Гц. Поэтому быстрое повышение частоты до номинальной за счет отключения потребителей не целесообразно, потому что могут получать энергию в таком режиме без особенного время для системы.

Устройства АЧР относятся к аппаратуре РЗА (релейной защите и автоматике) и традиционно основаны на частотных реле. В настоящее время широкое распространение получила микропроцессорная релейная защита основанная на терминалах, которые одновременно выполняют множество функции как релейной защиты, так и автоматики, также и функций АЧР и ЧАПВ [7].

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Случайный удар молнии в электроустановку, находящуюся под напряжением может привести к выходу из строя оборудования и большим затратам на ремонт или покупку нового электрооборудования. Поэтому нужно грамотно организовать на подстанции молниезащиту а также грамотно заземлить подстанцию.

7.1 Расчет заземляющего устройства ПС

Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя) [11]. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 100 \text{ м}; B = 98 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (80)$$

$$S = (100 + 2 \cdot 1,5) \cdot (98 + 2 \cdot 1,5) = 10403 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм.}$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (81)$$

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{МОЛН}^2 \cdot t_{ОТКЛ}}{400 \cdot \beta}}, \quad (82)$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,546 \text{ мм}^2.$$

где $t_{ОТКЛ} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (83)$$

где $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k = 0,782$;

$T = 240$ мес - время использования заземлителя – 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (20 + 0,782) = 51,03 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.}; \quad (84)$$

$$F_{\min} = 51,03 + 253,546 = 304,576 \text{ мм}^2;$$

$$314 \text{ мм}^2 \geq 304,576 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, принимаем $d = 20$ мм.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 6$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = (100 + 3) \cdot \frac{(98 + 3)}{6} + (98 + 3) \cdot \frac{(100 + 3)}{6} = 3468 \text{ м.}$$

Число ячеек равно:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (86)$$

$$m = \frac{3468}{2 \cdot \sqrt{10403}} - 1 = 16,001.$$

Принимаем $m = 16$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{10403}}{16} = 6,375 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (87)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{10403} \cdot (16 + 1) = 3468 \text{ м.}$$

Находим число вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5$ м - длина вертикального электрода;

$a = 20$ м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (88)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{10403}}{20} = 20,399.$$

Принимаем $n_B = 21$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_s = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (89)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м}, \quad (90)$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м}.$$

Принимаем $h_3 = 0,7 \text{ м}$

Расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (91)$$

где ρ_1, ρ_2 - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта, Ом/м;

k – коэффициент;

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10, \quad (92)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1, \quad (93)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчет коэффициента производим по

формуле (92):

$$k = 0,32 \cdot (1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5}) = 0,1.$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30}\right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м.}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R_s = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{10403}} + \frac{1}{3468 + 21 \cdot 5} \right) = 0,133 \text{ Ом.}$$

где A – коэффициент подобия, зависит от отношения:

$$A^* = \frac{l_B}{\sqrt{S}}, \tag{94}$$

$$A^* = \frac{5}{\sqrt{10403}} = 0,049.$$

Принимаем $A = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \tag{95}$$

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10403}}{(32 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 2,139.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} < 0,5, \tag{96}$$

$$R_{II} = 0,133 \cdot 2,139 = 0,284 < 0,5.$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется.

7.2 Расчет молниезащиты

Подстанция защищена от прямых ударов молнии с помощью системы молниеотводов. Задача молниеотвода состоит в том, чтобы принимать подавляющее количество ударов молнии в пределах защищенной зоны и отводить ток молнии в землю [11].

Обычно молниеотводы ставят на опорах порталов, на крыше здания или на прожекторных мачтах. Если нужно поставить отдельно молниеотвод, то он ставится в виде железобетонных и металлических конструкций без растяжек.

Защитный эффект молниеотвода основан на свойстве молнии поражать самые высокие и хорошо заземленные металлические конструкции. Благодаря этому защищенная конструкция, которая ниже по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражена молнией при условии, что молниеотвод находится внутри защитной зоны. Зона защиты молниеотвода считается частью пространства вокруг молниеотвода, которое с определенной степенью надежности защищает здания и сооружения от прямых ударов молнии. Наименьшей и постоянной степенью надежности является поверхность защитной зоны. При перемещении внутри зоны надежность защиты возрастает.

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 750$ кВ.

Высота молниеотвода:

$$h = 40 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 39 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 20 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (97)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (98)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 40,8 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{C0} = r_0 = 40,8 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (99)$$

$$h_{\text{сх}} = 34 - (0,17 + 0,0003 \cdot 40) \cdot (39 - 40) = 34,18 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{сх}} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_X}{h_{\text{сх}}} \right), \quad (100)$$

$$r_{\text{сх}} = 40,8 \cdot \left(\frac{34,18 - 20}{34,18} \right) = 16,926 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{1X}}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (101)$$

$$r_{1X} = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{20}{34}\right) = 16,8 \text{ м.}$$

$$r_{2X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{2X}}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (102)$$

$$r_{2X} = 40,8 \cdot \left(1 - \frac{2,5}{34}\right) = 37,8 \text{ м.}$$



Рисунок 20 – Молниеотвод

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для преобразования, приёма и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, вспомогательных и распределительных устройств, устройств управления.

На РУ 110 кВ электрооборудование, изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Локализация повреждений осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва); заземление электроустановки; устранение повреждения;

3) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть. Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования;

4) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних

цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

5) безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, предусмотренных в гл. 1.7, а также следующих мероприятий:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы;

б) независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей, их агрегатных шкафов, а также других шкафов, в которых применяются аппаратура или зажимы внутренней установки.

При расположении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки: применена усиленная изоляция; применены шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием:

- РУ и подстанции расположены со стороны господствующего направления ветра;
- РУ и подстанции выполнены по наиболее простым схемам;

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше [8].

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединители, отделители) с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители всегда ставятся с двух сторон какого-нибудь аппарата или с двух сторон электрических цепей.

В открытом распределительном устройстве 110 кВ и выше имеется проезд вдоль выключателей для передвижных механизмов. Размер проезда должен быть не менее 4 метров по ширине и по высоте. Это нужно больше всего для безопасности ремонтного персонала, так как при проезде ремонтных механизмов можно задеть высоковольтные провода.

8.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Из-за повреждений корпуса силового трансформатора есть вероятность того, что трансформаторное масло может протекать на землю. Чтобы не допустить протечку масла и избежать пожара на подстанции, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоотводы и маслоприёмники.

На реконструируемой подстанции «Барабаш» установлены два силовых трансформатора марки ТДТН-10000/110-У1. Параметры этого трансформатора представлены в таблице 32 [5].

Таблица 32 – Параметры трансформатора ТДТН-10000/110-У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	А	Б
ТДТН-10000/110-У1	10	43,2	15,3	5495	6900	3640

На ПС «Барабаш» установлен маслоприёмник без отвода масла. В соответствии с ПУЭ, если количество трансформаторного масла в единице маслonaполненного оборудования, содержащего максимальное количество масла, не превышает 20 т, то выполняется маслоприемники под всем маслonaполненным оборудованием без отвода масла [8].

Габариты маслоприемника при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta = 1,5$ м [8].

Определяем габариты маслоприемника:

$$B = A + 2\Delta, \quad (103)$$

$$B = 6900 + 2 \cdot 1500 = 9900 \text{ мм} = 9,9 \text{ м}.$$

$$\Gamma = B + 2\Delta, \quad (104)$$

$$\Gamma = 3640 + 2 \cdot 1500 = 6640 \text{ мм} = 6,64 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мп}} = B \cdot \Gamma, \quad (105)$$

$$S_{\text{мп}} = 9,9 \cdot 6,64 = 65,736 \text{ м}^2.$$

Определяем объем маслоприемника:

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/(с·м²) в течение 30 минут [8]:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (106)$$

где $V_{ТМ}$ - объем трансформаторного масла, м³;

V_{H_2O} - объем воды от средств пожаротушения, м³.

Объем трансформаторного масла определяем по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{m}{\rho_M}, \quad (107)$$

где ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 - $\rho_M = 885$ кг/м³ [12].

Объем воды от средств пожаротушения определяем по формуле:

$$V_{H_2O} = I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}), \quad (108)$$

где I - интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²) = $0,2 \cdot 10^{-3}$ м³/(с·м²));

t - нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин = 1800 с);

$S_{БТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (109)$$

$$S_{BT} = 2 \cdot (6,9 + 3,64) \cdot 5,495 = 115,835 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла:

$$V_{TM} = \frac{15,3}{0,885} = 17,29 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (65,736 + 115,835) = 65,366 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника для приема 100% трансформаторного масла и 80 % воды:

$$V_{МП} = 17,29 + 0,8 \cdot 65,366 = 69,583 \text{ м}^3.$$

Определяем глубину маслоприемника:

$$h_{МП} = \frac{V_{МП}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \quad (110)$$

где $h_{Г}$ - толщина гравийной засыпки, м;

$h_{В}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом, м.

В соответствии с требованиями ПУЭ принимаем $h_{Г} = 0,25$ м, $h_{В} = 0,05$ м [8], тогда глубина маслоприемника равна:

$$h_{МП} = \frac{69,583}{65,736} + 0,25 + 0,05 = 1,359 \text{ м}.$$

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

8.3 Чрезвычайная ситуация

Рассмотрим пример ЧС на подстанции, когда возникает пожар и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причиной возгорания на подстанции обычно становятся: электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов и т.д.

Система противопожарной защиты состоит из комплекса организационных и технических средств по предотвращению опасных факторов пожара и снижение материального ущерба вследствие пожара.

Противопожарная защита обеспечивается:

1) как можно большее использование негорючих и медленно горящих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- 2) путем ограничения количества горючих веществ и их размещения; изоляция горючей среды;
- 3) предотвращение распространения огня за пределы очага;
- 4) использование средств пожаротушения;
- 5) использование в конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючести;
- 6) эвакуация людей; системы дымозащиты;
- 7) использование пожарной сигнализации и средств оповещения о пожаре;
- 8) организация противопожарной защиты промышленных объектов.

Ограничение распространения пожара обеспечивается:

- 1) установка противопожарных барьеров (стены, зоны, ремни, защитные полосы, навесы и т.д.);
- 2) установление предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- 3) устройства аварийного отключения и коммутации и связи;
- 4) использование методов предотвращения распространения пожароопасных жидкостей при пожаре;
- 5) использование разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Очень важное место в борьбе с пожаром на подстанции принадлежит противопожарным барьерам и разрывам. Противопожарные барьеры используются для недопущения распространения пожара внутри помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Процедура пожаротушения на энергообъекте:

- 1) Первый, кто заметит пожар, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную часть и старшему лицу по смене, сразу после этого он должен начать тушить пламя всеми доступными средствами.

2) Начальник смены сам либо с помощью дежурного персонала должен определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу оборудованию и участкам сети, находящиеся в пожарной зоне;

3) После определения источника пожара дежурные обязаны проверить срабатывание системы пожаротушения. Также должны создать условия для безопасной ликвидации пожара (отключить оборудование, снять напряжение, заземлить). После этого начать тушение пожара средствами подстанции до прибытия пожарных. После прибытия пожарных, нужно отправить на встречу человека, который знает расположение подъездных путей и источников воды;

4) До прибытия пожарных главным по тушению пожара является старший по смене либо руководитель.;

5) Присоединения, на которых горит оборудование, могут быть отключены дежурным персоналом без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, которое осуществляет оперативное управление, но с последующим уведомлением об отключении;

6) Пожарные отделения могут начать тушить пожар после инструктажа старшего технического персонала и получения от него письменного разрешения на тушение пожара;

7) Работа пожарных подразделений по тушению пожара осуществляется с учетом инструкций старшего технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания находящегося рядом оборудования (необходимо согласовать действия по расстановке сил и средства пожаротушения);

8) Проникновение персонала пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей под напряжением недопустимо. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допустить посторонних лиц к месту пожара [Правила пожарной безопасности].

Весь пожарный инвентарь, средства тушения огня должны храниться в видных местах, иметь свободный доступ к должны быть окрашены в красный цвет.

Для тушения трансформаторов 16 МВА на подстанции имеется автоматическая система пожаротушения. Тушение в такой системе осуществляется с помощью насосной станции с насосами ДЗ20 – 50.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с [13].

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с [14].

Также под трансформаторами имеется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. Она нужна для того, чтобы слить масло при пожаре через нижний спусковой кран в яму.

Запуск средств тушения пожара осуществляется с помощью датчика пожарной сигнализации в помещении, а также при срабатывании защит трансформатора (газовой или дифф.защиты)

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, должны быть защищены от высоких температур (лучше всего распылять воду). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы пожаротушения другого маслonaполненного оборудования не отличаются от методов пожаротушения трансформаторов - выключение трансформатора со всех сторон и тушение всеми доступными средствами.

При тушении щитов управления, панелей реле, которые являются наиболее важной частью электроустановки, оборудование, установленное на них, должно быть сохранено.

При загорании кабелей, проводки и оборудования на панелях, прежде всего, необходимо снять напряжение с них, приступить к тушению, не допуская прохождения огня на соседние панели.

Если необходимо потушить пожар без снятия напряжения, запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию.

В связи с тем, что на ПС «Барабаш» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители;
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [17].

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [18].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно - бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.



Рисунок 21 – Тушение пожара на подстанции

9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

В данном разделе затронем вопросы капиталовложений, при реконструкции подстанции, необходимо определить затраты на эксплуатацию, при ремонтных работах и на обслуживание подстанции. Также необходимо произвести расчет необходимых затрат электроэнергию, которая потребляется из сети, будем производить сравнение затрат на обслуживание до реконструкции, при старом оборудовании с низким уровнем надежности и повышенным числом отказов, и затраты на эксплуатацию и обслуживание нового оборудования, установленного на подстанции «Барабаш».

9.1 Расчёт капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – это основные средства и вложения в любое строительство или производство [1]. Например, расширение, реконструкция действующих объектов и т.д. Капитальные вложения по формам производства основных фондов разделяют на:

1. Основное строительство;
2. На реконструкцию и техническое переоснащение действующих предприятий;
3. На расширение существующих предприятий;
4. На модернизацию оборудования.

Капитальное строительство планируется, как:

- плановый ввод в действие производственных мощностей;
- объем капитальных вложений и их структура;
- титульные листы строительных площадок и объектов;
- план проектно - изыскательских работ;
- программа строительно – монтажных работ;
- экономическая эффективность капитальных вложений.

План капитального строительства определяется следующими показателями: введение производственных мощностей и фондов, цена по сметам, сроки

построения и окупаемость.

Собственные средства производства являются источником финансирования капитальных вложений. Источником собственных средств предприятия для капитальных вложений являются фонд развития предприятия, формируемый из отчислений от прибыли; части амортизационных отчислений, оставляемые в распоряжении предприятия; выручка от реализации излишков и неиспользуемого оборудования;

В таблице 33 представлена стоимость только электрооборудования без затрат на доставку и установку при реконструкции ПС «Барабаш» 110/35/10 кВ.

Таблица 33 - Расчёт стоимости электрооборудования

№	Тип электрооборудования	Количество единиц, шт	Цена единицы, руб	Общая стоимость, руб.
1	Трансформатор ТДТН-10000/110 УХЛ1	2	8 000 000	16 000 000
2	Разъединитель РПД-110	8	125 000	1 000 000
3	Разъединитель РГП-35	9	67 813	610 317
4	Выключатель ВЭБ-110	2	5 929 627	11 859 255
5	Выключатель ВГБ-35	4	1 635 480	6 541 920
6	Трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1	2	605 576	1 211 152
7	Трансформатор тока ТОЛ-35	4	78 160	312 640
8	Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	2	295 000	590 000
9	Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1	1	9 000	9 000

1	2	3	4	5
10	Ограничитель перенапряжения ОПН-110	2	103 285	206 570
11	Ограничитель перенапряжения ОПН-35	2	15 000	30 000
12	Шкаф релейной защиты ЭКРА ШЭ2607 155	2	2 688 040	5 376 080
13	Заземлитель однополюсный ЗОН-110	2	125 000	250 000
14	ОПУ	1	6 300 000	6 300 000
15	Сети связи и сигнализации		218 000	218 000
Всего				50 296 934

9.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Запланированный перенос стоимости основных фондов на производимую продукцию называется амортизацией, а сумма средств, включенных в себестоимость продукции – амортизационными отчислениями.

Амортизационные отчисления $A_{зод}$ по электрооборудованию определяются в процентах от первоначальной балансовой стоимости по формуле:

$$A_{зод} = \frac{\Phi_{пер} \cdot H_a}{100}, \quad (111)$$

где H_a - норма амортизационных отчислений (%) для каждого вида оборудования принимается по данным предприятия. Расчет амортизационных отчислений выполним в виде таблице 35, изначально рассчитав балансовую стоимость.

Таблица 34 - Расчёт балансовой стоимости

№	Тип электрооборудования	Затраты по оптовым ценам, тыс. руб	Транспортные Расходы, 10%	Складские расходы, 2%	Затраты на создание фонд., 3%	Монтаж, 8%	Всего первоначальная балансовая стоимость
1	Трансформатор ТДТН- 10000/110 УХЛ1	16 000	1 600	320	480	1 280	19 680 000
2	Разъединитель РПД-110	1 000	100	20	30	80	1 230 000
3	Разъединитель РГП-35	610,317	61,031	12,206	18,309	48,825	750 688
4	Выключатель ВЭБ-110	11 860	1 186	237,2	355,8	948,8	14 587 800
5	Выключатель ВГБ-35	6 542	654,2	130,84	196,26	523,36	8 046 660
6	Трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1	1 211	121,1	24,22	36,33	96,88	1 489 530
7	Трансформатор тока ТОЛ-35	312,640	31,264	6,25	9,38	25,011	384 545
8	Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	590	59	11,8	17,7	47,2	725 700

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1	9	0,9	0,18	0,27	0,72	11 070
10	Ограничитель перенапряже- ния ОПН-110	206,570	20,657	4,131	6,197	16,526	254 081
11	Ограничитель перенапряже- ния ОПН-35	30	0,3	0,6	0,9	2,4	34 200
12	Шкаф релейной защиты ЭКРА ШЭ2607 155	5 376	537,6	107,52	161,28	430,08	6 612 480
13	Заземлитель однополюсный ЗОН-110	250	25	5	7,5	20	307 500
14	ОПУ	6 300	630	126	189	504	7 749 000
15	Сети связи и сигнализации	218	21,8	4,36	6,54	17,44	268 140
Всего		50 516	5 049	1 010	1 515	4 041	62 131 394

Таблица 35 - Расчёт амортизационных отчислений

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб.
1	Трансформатор ТДТН-10000/110 УХЛ1	19 680 000	4	640 000
2	Разъединитель РПД-110	1 230 000	4	40 000
3	Разъединитель РПП-35	750 688	4	24 412,68
4	Выключатель ВЭБ-110	14 587 800	4	474 370,2
5	Выключатель ВГБ-35	8 046 660	4	261 676,8
6	Трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1	1 489 530	4	48 446,08
7	Трансформатор тока ТОЛ-35	384 545	4	12 505,6
8	Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	725 700	4	23 600
9	Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1	11 070	4	360
10	Ограничитель перенапряжения ОПН-110	254 081	4	8 262,8
11	Ограничитель перенапряжения ОПН-35	34 200	4	1 200
12	Шкаф релейной защиты ЭКРА ШЭ2607 155	6 612 480	4	215 043,2

13	Заземлитель однополюсный ЗОН- 110	307 500	4	10 000
14	ОПУ	7 749 000	4	252 000
15	Сети связи и сигнализации	268 140	4	8 720
Всего		62 131 394		2 020 597

9.3 Расчёт стоимости потребляемой электроэнергии

Затраты на потребляемую электроэнергию за год определяются по одноставочному тарифу:

$$C_{н.э.год} = v \cdot W_{год} \text{ руб} / \text{год} \quad (112)$$

где v - тарифная ставка за 1 кВт*час потреблённой электроэнергии, в нашем случае = 3,80 руб;

$W_{год}$ - потери электроэнергии, кВт*час.

Примерное потребление электроэнергии за год на подстанции:

$$W_{год} = 350045178 \text{ кВт*ч}$$

Затраты на потребление электроэнергии составят:

$$C_{н.э.год} = 3,8 \cdot 350045178 = 1\,330\,171\,676,4 \text{ руб.}$$

Величина экономии электроэнергии, при реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Барабаш» - примерно составляет от 12 до 20 %. В среднем по опыту установки эта величина колеблется в районе 12 %. Экономия за год составит по примерным подсчетам - 159 620 601 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована ПС «Барабаш» в Приморском крае.

Основанием реконструкции подстанции была перегрузка трансформаторов в аварийном режиме.

В работе были рассчитаны токи короткого замыкания всех видов по результатам которых было выбрано новое электрооборудование на подстанции с учетом климата и категории района.

Были рассчитаны необходимые уставки микропроцессорной релейной защиты и автоматики подстанции.

Были представлены требования правил техники безопасности и правила пожарной безопасности. Также было рассмотрено влияние подстанции на окружающую среду и произведены расчёты для понижения этого влияния.

Также был произведен расчёт показателей экономической эффективности проекта. Были рассчитаны капитальные затраты на электрооборудование, эксплуатационные затраты и конечная стоимость электрооборудования.

Основной целью реконструкции ПС «Барабаш» является повышение надежности работы энергосистемы в Хасанском районе Приморского края и для подключения новых потребителей электроэнергии в будущем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2016 - 2020 годы. – М.: ООО «Джи Динамика», 2015. – 187 с.

2 Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 128 с. — 978-5-8265-1386-6. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64145.html>

3 Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. — Электрон. текстовые данные. — Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. — 100 с. — 978-5-7996-1457-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/68483.html>

4 Филиппова, Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебник / Т.А. Филиппова. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. — 294 с. — 978-5-7782-2517-6. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html>

5 ТДТН-10000/110-У1 – Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] URL: <https://silovoytransformator.ru/110kv/tdtn-10000-110-u1.html> (дата обращения: 24.05.2020).

6 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf

7 Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч.

1 : Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 54 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7739.pdf

8 Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.

9 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

10 Методические указания к расчетному заданию по курсу «Изоляция и перенапряжения на электрических станциях и подстанциях». Лопухова Т.В. Казань: Каз. гос. энерг. ун-т, 2003 г.

11 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

12 Масло трансформаторное Т-1500У: Технические характеристики [Электронный ресурс] URL: <https://oils.globecore.ru/maslo-transformatornoe-t-1500u-cena-i-obshch.html> (Дата обращения: 27.05.2020).

13 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1). - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009.

14 СП 8.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1). - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009.

15 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.

16 Приморье климат края [Электронный ресурс] URL: <http://www.rusadventures.ru/article/6/38> (Дата обращения: 23.03.2020).

17 Монаков, В.К. Электробезопасность [Электронный ресурс] : теория и практика / В.К. Монаков, Д.Ю. Кудрявцев. — Электрон. текстовые данные. — М. : Инфра-Инженерия, 2017. — 184 с. — 978-5-9729-0188-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/69022.html>

18 Рысин, Ю.С. Основы электробезопасности [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров технических направлений подготовки / Ю.С. Рысин, С.Л. Яблочников. — Электрон. текстовые данные. — Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. — 75 с. — 978-5-4486-0273-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/73623.html>

19 Занько, Н.Г. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : учеб. / Н.Г. Занько, К.Р. Малаян, О.Н. Русак. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2017. — 704 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/92617>

20 Колесникова, М. А. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : учебное пособие / М. А. Колесникова. — 2-е изд. — Электрон. текстовые данные. — Саратов : Научная книга, 2019. — 158 с. — 978-5-9758-1716-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/81000.html>

21 Третьякова, Н. А. Основы экологии : учебное пособие для вузов / Н. А. Третьякова ; под науч. ред. М. Г. Шишова. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 111 с. — (Серия : Университеты России). — ISBN 978-5-534-05974-8. — Режим доступа: www.biblio-online.ru/book/C60DECA7-E5AC-4B9C-8C39-4DBFEFB6E219

22 Тарифы на электроэнергию в Владивостоке и Приморском крае с 1 января 2020 года [Электронный ресурс] URL: <https://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarifyelektroenergiju/3036/32969/> (Дата обращения: 01.06.2020)

23 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. — 4-е изд., перераб. и доп. — М. : ЭНАС, 2012. — 376 с.