

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

Факультет энергетический

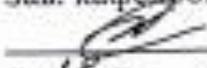
Кафедра энергетика

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

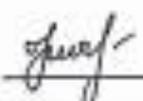
Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 18 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Маслозавод для организации электроснабжения маслоэкстракционного завода в городе Белогорск

Исполнитель
студент группы 442061-1

 18.06.2018
(подпись, дата)

Е.Е. Пичуева

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

 18.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультанты:
по безопасности и эко-
логичности
доцент, канд. техн. наук

 08.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 18.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой



Н.В. Савина

«09» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Телуевой Екатерины
Свечневны

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование подстанции
Маслозавод для организации электроснабжения
маслозаводского завода в городе Белогорск
(утверждено приказом от 02.03.18 № 100/20)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.18г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: исходные данные
предприятия практики

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
1) характеристика района; 2) выбор оборудования на ПС; 3)
выбор релейной защиты; 4) автоматизация и защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, про-
граммных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

План разреза РУ 10кВ; схема технологического трансформатора,
И. ст. сети; Ток КЗ; Выбор оборудования; Автоматизация и
защита; оформленная книга

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) кабинет по безопасности и экологичности,
кабинет, канд. техн. наук Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 08.05.2018г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Кочнев Александр

Иванович, доцент, канд. техн. наук
(Фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученая звание)

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018г. Телуева
(Подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа (проект) содержит 101 с., 11 рисунков, 33 таблицы, 115 формул, 2 приложения, 16 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данном проекте проектируется подстанция Маслозавод для энергоснабжения маслоэкстракционного завода в городе Белогорск. Был произведен выбор главной схемы подстанции, силовых трансформаторов. Были рассчитаны токи короткого замыкания, по которым выбраны электрические аппараты подстанции. Выполнен расчет молниезащиты и защитного заземления для ОРУ 110 кВ. Цель работы – организация схем внешнего электроснабжения ТОР «Белогорск».

В ходе работы были использованы следующие программные продукты: Visio, Mathcad, MS Word, Matlab.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ

ВН – высокое напряжение

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередач

НН – низкое напряжение

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

СН – среднее напряжение

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ЭДС – электродвижущая сила

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика района проектирования	9
1.1. Экономико-географическая характеристика	9
1.2. Климатическая характеристика	10
1.3. Характеристика электрических сетей Амурской области	11
1.4. Характеристика ТОР «Белогорск»	17
1.5. Характеристика ПС Белогорск	18
1.6. Характеристика ПС Промышленная	18
1.7. Обоснование необходимости проектирования ПС Маслозавод	18
2. Выбор главной схемы ПС Маслозавод	19
3. Выбор трансформаторов и линий для ПС Маслозавод	21
4. Расчет токов короткого замыкания	24
5. Выбор и проверка электрических аппаратов	28
5.1 Выбор комплектного распределительного устройства	29
5.2 Выбор и проверка выключателей	31
5.3 Выбор разъединителей	35
5.4 Выбор трансформаторов тока	36
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	40
5.6 Выбор шинных конструкций	43
5.7 Выбор изоляторов	48

5.8	Выбор ограничителей перенапряжения	52
5.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	57
5.10	Выбор аккумуляторных батарей	58
5.11	Выбор высокочастотных заградителей	60
6.	Релейная защита и автоматика трансформатор	61
6.1	Дифференциальная защита	61
6.2	Максимальная токовая защита	68
6.3	Защита от перегрузки	70
6.4	Газовая защита трансформатора	72
7	Изоляция и перенапряжения	75
7.1	Расчет заземления	75
7.2	Расчет молниезащиты	79
8	Безопасность и экологичность	83
8.1	Безопасность	83
8.2	Экологичность	84
8.3	Чрезвычайные ситуации	88
9.	Расчет экономического ущерба при технологическом нарушении работы силового трансформатора	90
9.1	Общие положения	90
9.2	Безвозвратные потери средств производства	93
9.3	Затраты на ремонтно-восстановительные работы	93

9.4 Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода)	94
9.5 Ущерб от ухудшения технологических параметров	95
9.6 Возмещение убытков потребителям	96
9.7 Возмещение экологического ущерба	97
9.8 Возмещение социального ущерба	97
9.9 Расчет общего экономического ущерба	98
Заключение	99
Библиографические ссылки	100
Приложение А Расчет токов короткого замыкания	102
Приложение Б Расчет защиты трансформатора	110

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается проектирование подстанции «Маслозавод» для энергоснабжения маслоэкстракционного завода в городе Белогорск.

Актуальность данного проекта состоит в том, что строительство данной ПС обеспечит правильную категорию надёжности для потребителей. ПС «Промышленная», которая находится вблизи маслоэкстракционного завода, не может принять на себя требуемую нагрузку, в связи установленных на неё силовых трансформаторов. Так же ПС «Белогорск», к которой в ходе работы мы будем подсоединять высокую сторону подстанции, не может обеспечить требуемую категорию надёжности, вследствие не очень продуманной схемы соединения трансформаторов.

Целью данного проекта является устранить все выше перечисленные ошибки, т.е. как говорилось ранее, обеспечить требуемую категорию надёжности и подсоединить нового потребителя – маслоэкстракционный завод.

К основным задачам следует отнести следующие: определение схем распределительных устройств на подстанцию напряжением 110/35/10 кВ, выбор оборудования, выбор защиты на трансформатор, расчет заземления и молниезащиты для ОРУ 110 кВ. Для выполнения поставленных задач использовались электронные продукты: MS Visio, Mathcad, MS Word, Math lab.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Экономико-географическая характеристика

Рельеф и почвы. Территория района лежит в пойме реки Томь. Вся пойма испещрена озерами, старыми руслами, заливами. Поверхность ровная без возвышений; почвы торфянисто-глеевые, заболоченные, имеются лугово-черноземные, пойменные, бурые лесные и дерново-подзолистые. Из полезных ископаемых только пески, глина[17].

Район лежит на равнине, которая делится на восточную, пологоволнистую, а также на западную - более сглаженную равнину.

Ландшафт окружающей местности представлен пресными озерами с прилежащими озерными болотами.

С юга к городу примыкают безлесые земли, используемые ранее под сельскохозяйственное производство. Сейчас они по большей части не используются, зарастают сорняком и кустарником.

На севере за рекой Томь расположен сосновый бор, представляющий эстетическую и рекреационную ценность. Сейчас эта территория используется для отдыха.

Климатические и почвенные условия благоприятны для обитания здесь богатого видового разнообразия растительности.

Минерально-сырьевые ресурсы города Белогорска представлены строительными материалами (глины кирпичные) и пресными подземными водами.

На южной окраине г. Белогорска расположены два участка разведанных кирпично-черепичных глин, являющихся государственным резервом (Куйбышевское II).

В пределах городской черты находится Белогорское месторождение пресных подземных вод[17].

Техногенные нагрузки на ресурсный потенциал водных горизонтов настолько малы (общий среднесуточный водоотбор составляет 29

тыс.куб.м./сутки, при потенциально возможной величине - 77,6 тыс.куб.м./сутки), что состояние динамики подземных вод характеризуется как весьма слабо нарушенное, т.е. близкое к естественному.

1.2. Климатическая характеристика района

Климат. Климат носит муссонный характер: влажное дождливое лето и холодная малоснежная зима.

Зимой ветры дуют с запада, северо-запада на восток. Летом дуют теплые южные, юго-восточные ветры.

Средняя температура воздуха в январе минус 27,10, в июле-21,10, среднегодовая - минус 1,20. Осадков 534мм (м.-ст. Белогорск).

Вегетационный период - 130 дней. Безморозный-139, сумма среднесуточных температур воздуха выше 100 - 22420. Весенние заморозки кончаются во второй или третьей декаде мая. Первые осенние заморозки наступают во второй половине или третьей декаде апреля.

Наблюдаются весенние и летне-осенние паводки. Река подо льдом находится 185-195 дней. Река Томь замерзает в середине ноября; ледоход длится 5-10 дней. Толщина льда более 1м. Вскрываются реки в конце апреля и весенний ледоход длится 6-13 дней.

Климат - муссонный с чертами резко континентального, особенно это проявляется зимой, когда на территорию Амурской области проникает континентальный воздух при западных, северо-западных ветрах.

Наиболее холодный месяц - январь. Среднемесячная температура воздуха для января составляет - 27,1°С, абсолютная минимальная температура воздуха - 48 °С.

Наиболее теплый месяц - июль. Среднемесячная температура воздуха +21,1°С, абсолютная максимальная температура +40 °С.

Территория города относится к зоне умеренного увлажнения: среднегодовое количество осадков составляет 480 мм, максимальное количество осадков приходится на июль, минимальное - на февраль.

Ветровой режим характеризуется преобладанием в течение года ветров северного, северо-западного направлений, летом преобладают ветры южных, южно-восточных направлений.

В летний и зимний периоды наблюдаются туманы, среднегодовая продолжительность туманов составляет 72 часа, преимущественно летом и зимой [14].

Для теплого периода года характерны грозы, среднегодовая продолжительность гроз - 52 часа.

1.3. Характеристика электрических сетей Амурской области

Энергосистема (ЭС) Амурской области (рис. 1) находится в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, 2 КВЛ 220 кВ, ВЛ 35 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ):

с ОЭС Сибири:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;
- ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т;

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают изолированно с возможностью параллельной несинхронной работы через вставку постоянного тока (далее – ВПТ) ПС 220 кВ Могоча;

С ЭС Хабаровского края и ЕАО:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;
- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье;

с ЭС Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон):

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2;

- ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

с ЭС КНР:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ;

- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь;

- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь;

- ВЛ 110 кВ Благовещенск – Хэйхэ.

В состав ЭС Амурской области входят 5 электростанций, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидростанции - 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт:

Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт; Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт.

Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ и 10-0,4 кВ АО «ДРСК» и 12-ти других сетевых организаций[1].

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Амурской области является филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» и филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока.

Сбыт электрической энергии конечным потребителям на территории Амурской области осуществляется следующими крупными энергосбытовыми организациями:

- Филиал ПАО «ДЭК» - Амурэнергосбыт;

- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «ГлавЭнергоСбыт»;
- ООО «Белкам-Контракт».

По состоянию на 01.01.2018 филиал ПАО «ДЭК» - Амурэнергосбыт обслуживает 397.0 тыс. абонентов - физических лиц и 11,1 тыс. абонентов – юридических лиц.

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Амурской области, являются: транспорт, в т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт (более 30 %), промышленность (26 %) и население (около 14 %). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9 %)

Таблица 1. Структура электропотребления энергосистемы Амурской области за 2017 год

Потребление Амурской области, в т.ч.	8305,7 млн. кВт·ч
1. Транспорт	2503,4 млн. кВт·ч
2. Промышленность	2166,9 млн. кВт·ч
3. Сельское хозяйство	62,6 млн. кВт·ч
4. Население	1131,3 млн. кВт·ч
5. Собственные нужды электростанций	753,2 млн. кВт·ч
6. Потери в региональных сетях по (филиалу ПАО «ДЭК» -Амурэнергосбыт)	596,5 млн. кВт·ч
7. Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС	403,38 млн. кВт·ч
8. Прочие потребители	688,72 млн. кВт·ч

Таблица 2. Основные показатели энергосистемы Амурской области

Наименование показателей	Единицы измерения	2017 г.	2022 г.
Общая площадь территории, обслуживаемая ЭС	тыс. км ²	233	233
Численность населения в зоне централизованного электроснабжения (~99,92%)	тыс. чел.	804,68	775,54
Электропотребление	млн. кВт·ч	8305,7	9165
Удельное электропотребление на одного жителя,	кВт·ч./чел	9923,2	10681,6
Максимум эл. нагрузки	МВт	1376,66	1504
Число часов использования максимума электрической нагрузки	час	6033,5	6093,7
Средняя плотность электрической нагрузки	кВт/км ²	6,57	8,54
Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исчислении), всего:	км	5377,9	6286,2
в т.ч. - ВЛ 35 кВ	км	3693,6	4198,8
- ВЛ 110 кВ	км	1678,2	2087,4
- КЛ 110 кВ	км	5,4	23,2
Количество и установленная мощность трансформаторов 35 кВ и выше, всего	шт./МВА	402/2522,15	433/2915,6
в т.ч. - 35 кВ	шт./МВА	321/1280,35	335/1309,8
- 110 кВ	шт./МВА	81/1241,8	98/1605,8

Характеристика энергорайонов ЭС Амурской области.

ЭС Амурской области состоит из трех условных энергорайонов*:

– Западного энергорайона;

- Восточного энергорайона;
- Центрального энергорайона.
- *- энергорайон-совокупность связанных общностью режима энерго-объектов.

Структура электропотребления энергосистемы Амурской области за 2017 год, млн. кВт.ч



Рисунок 1. Структура электропотребления энергосистемы Амурской области в 2017 году

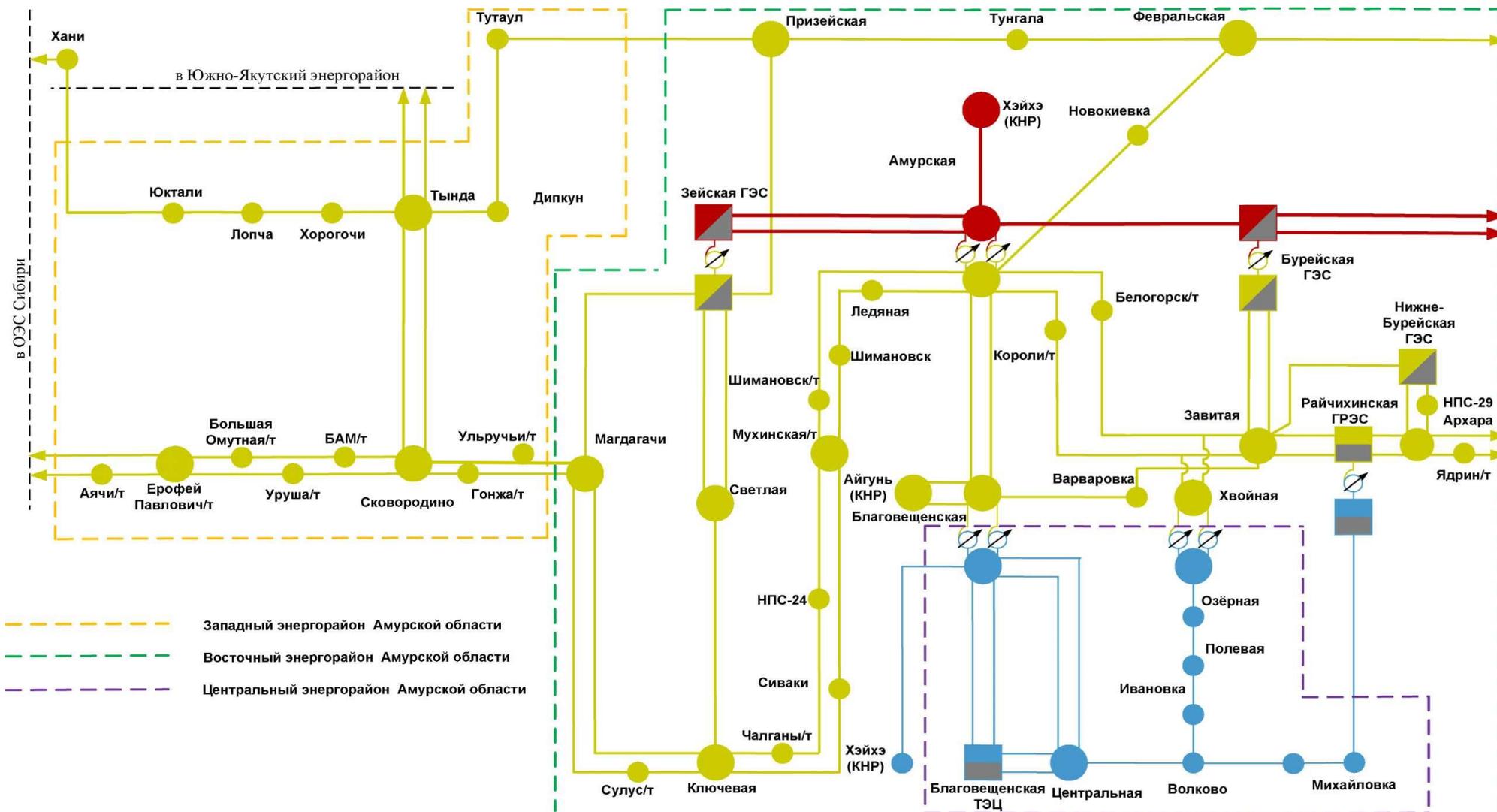


Рис. 2. Схема основной системообразующей сети 500-220-110 кВ энергосистемы Амурской области

1.4. Характеристика ТОР «Белогорск»

Территория опережающего социально-экономического развития (ТОР) — часть территории субъекта Российской Федерации, на которой установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской деятельности.

Постановление правительства Российской Федерации №875, «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Белогорск» было подписано председателем Правительства Дмитрием Медведевым 21.08.2015.

ТОР «Белогорск» будет способствовать формированию условий для укрепления экономических позиций России на конкурентных рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона и стимулированию социально-экономического развития Амурской области за счёт создания дополнительных рабочих мест, новых промышленных объектов, производства экспортно ориентированной и импортозамещающей продукции, привлечения инвестиций, достижению целей госпрограммы «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

Финансовое обеспечение за счет средств федерального бюджета мероприятий по созданию территории опережающего социально-экономического развития "Белогорск" осуществляется в рамках подпрограммы "Создание условий для опережающего социально-экономического развития Дальневосточного федерального округа" государственной программы Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона" в пределах бюджетных ассигнований, предусмотренных в федеральном бюджете на соответствующий финансовый год и плановый период, и лимитов бюджетных обязательств, доведенных в установленном порядке до Министерства Российской Федерации по развитию Дальнего Востока на указанные цели, в размере, не превышающем 883,2 млн. рублей.

Кроме того, строительство инженерной и транспортной инфраструктуры ТОР «Белогорск» в 2015–2017 годах будет финансироваться за счёт средств

бюджета Амурской области, бюджета городского округа Белогорск и внебюджетных источников[3].

1.5. Характеристика ПС Белогорск

На ПС Белогорск установлены два автотрансформатора 220/110/10 63 МВА и два трансформатора 220/35/10 40 МВА.

Особенностью ПС Белогорск является присоединение двух автотрансформаторов к первой секции шин и двух трехобмоточных трансформаторов ко второй секции шин, соответственно отключение одной секции шин приводит к потере двух силовых трансформаторов.

По данным КДЗ декабря 2017 года загрузка ПС Белогорск с установленной мощностью Маслоэкстракционного завода (далее МЭЗ) составит 61,5 МВА, соответственно в случае отключения одного из трансформатора 220/35/10 (40 МВА) загрузка оставшегося в работе силового трансформатора в режиме n-1 составит 154%.

1.6. Характеристика ПС Промышленная

На ПС Промышленная установлены Т-1 16 МВА и Т-2 10 МВА. Существующая нагрузка 8,751 МВт.

Учитывая величину максимальной мощности МЭЗ (16,7 МВт) присоединение данной нагрузке к ПС Промышленная – невозможно.

При послеаварийном режиме (n-1) трансформатор Т-2 (10 МВА) будет загружен на 124,5 %. При присоединении нагрузок МЭЗ, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 141,7 %.

1.7. Обоснование необходимости проектирования ПС Маслозавод

На основании выше изложенных характеристик центров питания целесообразно осуществление строительства в районе МЭЗ ПС Маслозавод 110/35/10 кВ с использованием ПС Промышленная в качестве РУ 35 кВ проектируемой подстанции.

2. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Важнейшим этапом при проектировании электрической части подстанций является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов, их расположение и связи между ними[17].

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- надежность электроснабжения различных категорий потребителей;
- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ без перерыва в электроснабжении;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д[17].

Исходя из перечисленного выше принимаем к установке на РУ следующие схемы, которые приведены в таблице 1.

Таблица 3- Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУВН	РУСН	РУНН
Вид схемы РУ	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора	Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Схема 5Н применяется на напряжение 35-220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ на ВЛ и в нормальном режиме работы [1].

Схема 5АН применяется на напряжение 35-220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток [1].

Схема одной системы сборных шин проста и наглядна. Источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки. Но также есть и недостатки, такие как необходимость полностью снять напряжение со сборных шин при ремонте сборных шин и шинных разъединителей, короткое замыкание на сборных шинах также вызывает отключение источников питания, т.е. прекращается электроснабжение потребителей [3].

3. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ ДЛЯ ПС МАСЛОЗАВОД

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [4]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{N \cdot K_3}, \quad (1)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$S_{\text{СН}}$ и $S_{\text{НН}}$ – мощности средней и низкой стороны СТ.

Расчетная мощность трансформатора в результате будет равна:

$$S_{\text{тр}} = \frac{36,51 + 18}{2 \cdot 0,7} = 38,51 \text{ МВА.}$$

Исходя из полученного значения выбираем автотрансформатор ТДТН-40000/110. Необходимо проверить трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$\beta_{\text{Н}} = \frac{S_{\Sigma\text{Р}}}{N \cdot S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (2)$$

$$\beta_{\text{Н}} = \frac{54,51}{2 \cdot 40} = 0,68.$$

$$\beta_{\text{Н}} = \frac{S_{\Sigma\text{Р}}}{S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (3)$$

$$\beta_{\text{Н}} = \frac{54,51}{40} = 1,36.$$

Коэффициенты загрузки лежат в рекомендуемых пределах, поэтому принимаем данный трансформатор к установке.

Каталожные данные трансформатора, необходимые для дальнейших расчетов, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформатора

ТДТН-40000/110	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
Обмотка ВН	115	10,5
Обмотка СН	38,5	17,5
Обмотка НН	11	6,5

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов[14].

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (4)$$

$$I_{расч} = 0,21 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 0,232 \text{ А}$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;
 α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_m).
 Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05. Принимаем α_t равным 1,05.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (5)$$

где I_{\max} – максимальный ток, кА;

P , Q – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{35,51^2 + 18^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,21$$

По полученным параметрам выбираем провод АС 120/39

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производим в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание.

Расчет токов к.з. выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с. источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников, подпитывающих точку к.з [4].

На рисунке 3 представлена схема замещения ПС Маслозавод с обозначенными точками короткого замыкания.

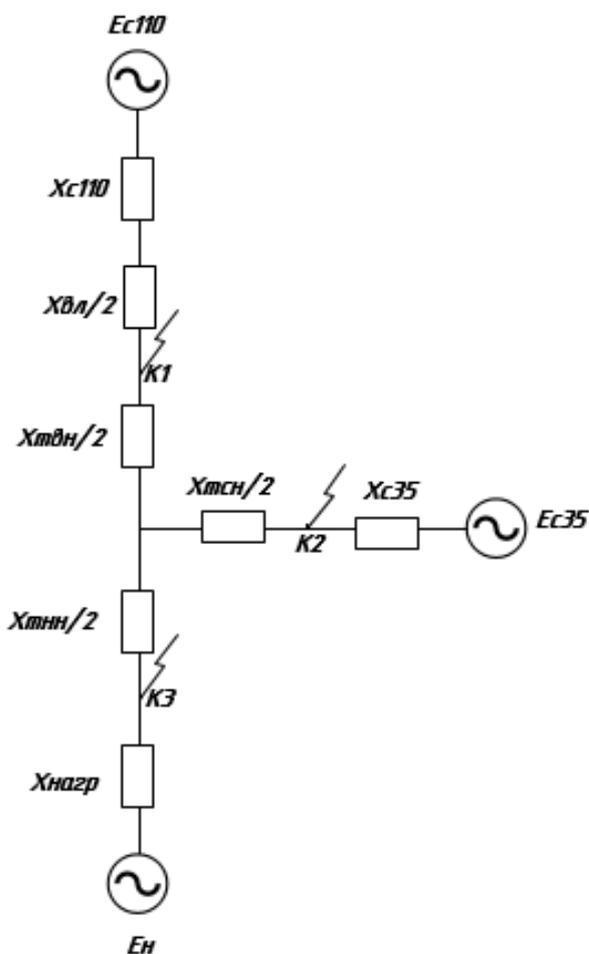


Рисунок 3 – Схема замещения

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Базисную мощность примем равной $S_б = 100$ МВА; базисные напряжения примем $U_{б1}=115$ кВ, $U_{б2}=38,5$ кВ и $U_{б3}=11$ кВ. Э.Д.С. системы $E_c = 1$ в отн. Единицах[13].

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_C = 0$$

Т.к. система стремится к бесконечности.

Сопротивления линий:

$$X_{Л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2}, \quad (6)$$

$$X_{Л.C*} = 0,12 \cdot 3,6 \cdot \frac{100}{115^2} = 3,267 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номТ}}, \quad (7)$$

$$X_{Т.В} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,269 \text{ о.е.}$$

$$X_{Т.С} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{100}{40} = -6,25 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}$$

$$X_{Т.Н} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,169 \text{ о.е.}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания стороны;

$S_{номТ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}; \quad (8)$$

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

Аналогично для точек К2 и К3:

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 32,4} = 19,329 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 17,42} = 3,313 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\sigma}. \quad (9)$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial}. \quad (10)$$

Апериодическая составляющая тока К3:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (11)$$

Расчет для точки К1, К2 и К3 приведен в Приложении А. Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2, К3 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Токи короткого замыкания

Точка короткого Замыкания	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{уд}}$, кА	i_a , кА
К1	1,01	2,5	1,43
К2	36,86	92,78	52,12
К3	11,21	28,22	15,85

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания [5].

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{АП.НОМ}} \geq U_{\text{УСТ.НОМ}}, \quad (12)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{АП.НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (13)$$

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания принимают трехфазное короткое замыкание. Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{max}}, \quad (14)$$

$$I_y \leq I_{\text{max}}, \quad (15)$$

где i_{max} и I_{max} – соответственно максимально допускаемое амплитудное и действительное значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{\text{откл}}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя $t_{\text{в}}$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с [3].

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину W_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{отк.}$

$$W_k = I_{пО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (16)$$

5.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и другими устройствами.

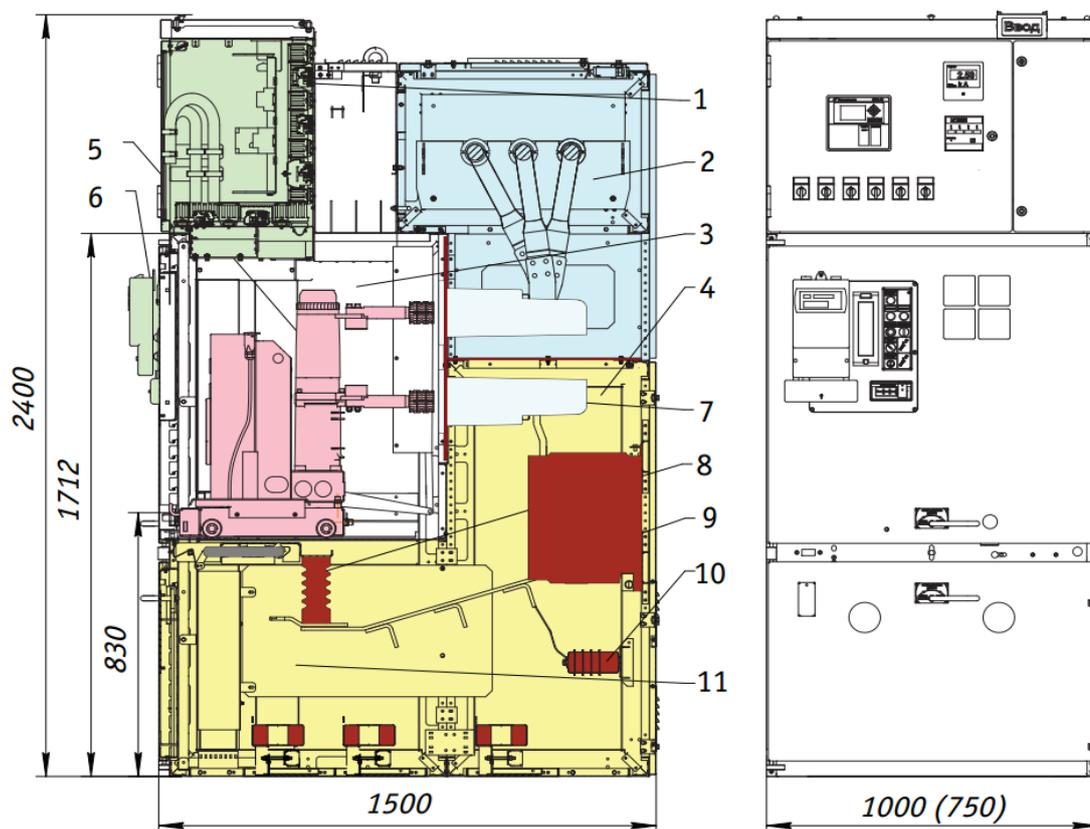
Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [6].

Распределительное устройство 10 кВ выполним с помощью КРУ-СЭЩ-70. Комплектное распредустройство КРУ СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 6-20 кВ и тока 630-4000 А, частотой 50 Гц. КРУ СЭЩ-70 имеют систему универсальной комплексной индикации – это мнемосхема, отображающая реальное состояние аппаратов в шкафу:

- Сигнализация наличия напряжения, возможность «горячей» фазировки.
- Сигнализация превышения допустимой температуры на главных шинах контактов и соединений бесконтактными пирометрическими датчиками (до 12 контрольных точек).
- Подсказки по операциям с аппаратами. Передача данных по каналам телемеханики.

Из характерных преимуществ можно выделить также удобный доступ к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения на вводе, возможность

дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода[10]. Сопоставления номинальных параметров КРУ-СЭЩ-70 с расчетными приведены в таблице 6.



1 – релейный шкаф; 2 – отсек изолированных сборных шин; 3 – отсек выдвижного элемента; 4 – отсек линейного присоединения; 5 – выключатель; 6 – панель управления со счётчиком; 7 – проходные изоляторы; 8 - заземляющий разъединитель; 9 – трансформатор тока; 10 – ОПН, 11 - изоляционная перегородка

Рисунок 3 – Компоновка шкафа КРУ-СЭЩ-70

Таблица 6 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЦ-70

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 989,7 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,22 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 11,21^2 \cdot 2,5 = 314,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ[6].

Максимальные рабочие токи.

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{(S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (17)$$

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} \quad (18)$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (19)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{36,51 + 18}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,286$$

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{36,51}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,602$$

$$I_{\max_{\text{нн}}} = \frac{18}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,989$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные и шиносоединительные выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры выбора выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} = 286,1 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл,ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 1,01 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{откл,ном}}$
$I_{\text{а,ном}} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} = 1,43 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,54 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 1,01 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,54 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} = 1,01 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 3,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Колонковые элегазовые выключатели типа ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1 имеют следующие достоинства:

- Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 84 кВ в случае потери избыточного давления газа в выключателе;

- Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;

- Низкий уровень звуковых шумов при срабатывании;

- Надежность и безопасность пружинного привода ППрМ подтверждена многолетним опытом управления колонковыми выключателями;

-Наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева шкафа привода и контроль их исправности;

-Комплектующие изделия закупаются у ведущих, зарекомендовавших себя отечественных и зарубежных производителей[9].

На стороне СН принимаем к установке выключатели ВБ4-П-35 У2.

Таблица 8 – Параметры выбора выключателя ВБ4-П-35 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.мах} = 602,3$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 36,86$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 60$ кА	$i_{а,т} = 52,12$ кА	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125$ кА	$i_{уд} = 92,78$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 36,85$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 92,78$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 36,86$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$B_{к} = 4075,98$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Особенности выключателей ВБ4-П-35 У2:

- Высокий механический ресурс;
- Высокий коммутационный ресурс;
- Малое энергопотребление по цепям включения и отключения;
- Возможность управления по оперативным цепям на постоянном или переменном токе;
- Возможность реализации механической блокировки включения выключателя;
- Используется закрытый литой полюс[10].



Рисунок 4 – Выключатель ВБ4-П-35 У2

В КРУ-СЭЩ-70 принимаем к установке выключатели ВВУ-СЭЩ-П-3-10-20/1000 У2. Выключатель имеет пружинный привод. Вакуумные выключатели являются наиболее экологичным и экономичным вариантом на данном классе номинального напряжения (10 кВ).



Рисунок 5 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-3-10-20/1000 У2

Таблица 8 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЦ-П-3-10-20/1000 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 989,7$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 11,21$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 25$ кА	$i_{а,т} = 15,85$ кА	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 52$ кА	$i_{уд} = 28,22$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 11,21$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 28,22$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20$ кА	$I_{п,0}^{(3)} = 11,21$ кА	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² с	$B_{к} = 314,16$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

5.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

На ОРУ 110 кВ принимаем к установке разъединители РПД-УЭТМ-110.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных РПД-УЭТМ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{Н} = 110$ кВ	$U_{Р} = 110$ кВ	$U_{Р} \leq U_{Н}$
$I_{Н} = 1250$ А	$I_{Р} = 286,1$ А	$I_{Р} \leq I_{Н}$
$i_{дин} = 64$ кА	$i_{уд} = 2,5$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_{Т}^2 \cdot t_{Т} = 1875$ кА ² с	$B_{к} = 38,42$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{Т}^2 \cdot t_{Т}$
Заземляющие ножи		
$I_{Т}^2 \cdot t_{Т} = 4800$ кА ² с	$B_{к} = 38,42$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{Т}^2 \cdot t_{Т}$

На РУ 35 кВ принимаем к установке разъединители РДЗ-35/3150 НУХЛ1

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных РДЗ-35/3150 НУХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_P = 602,2 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 92,78 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 678,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 678,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при $U_H \geq 110 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_H \leq 35 \text{ кВ}$ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора[5].

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ[5].

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$.

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (20)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} \quad (21)$$

Для определения $S_{\text{приб}}$ составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня – две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (22)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом}$$

где $l_{\text{расч}} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$S_{\text{пр}}$ – сечение проводов, принимаем $S_{\text{пр}} = 4$ мм².

$$Z_{2p} = 0,26 + 0,708 + 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Таблица 11 – Приборы, подключаемые к ТТ ТФЗМ-110Б-1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5		0,5	Д-335
Варметр	0,5		0,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	И-670
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	И-675
Сумма	6,5			

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТФЗМ-110Б-1.

Таблица 12 – Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 286,1 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,2	
$Z_{2р} = 1,148 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 2,5 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 3,07 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТФЗМ-35-У1 и кабель марки АКРВГ четырех-жильный с сечением 4 мм².

Таблица 13 – Трансформатор тока ТФЗМ-35-У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 495 \text{ А}$	$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,935 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 33,686 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 1357,9 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 14 – Приборы, подключаемые к ТТ ТФЗМ-35-У1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5		0,5	Д-335
Варметр	2,5		2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	И-675
Сумма	8,5			

Для КРУ 10 кВ выбираем ТОЛ-СЭЩ-10-У1 и кабель марки АКРВГ 4-х жильный с сечением 2 мм².

Таблица 15 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-У1.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 989,7 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 28,22 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 376,99 \text{ МА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 26 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Таблица 16 – Приборы, подключаемые к ТТ ТОЛ-СЭЩ-10-У1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	И-675
Сумма	5,5			

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110кВ[10].

Таблица 17 – Трансформатор напряжения НКФ-110-58У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 132 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Ваттметр	Д335	1,5	2	3	9
Варметр	Д335	1,5	2	3	9
Вольтметр	Э335	2	1	3	6
Частотомер	Э362	1	1	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	7
Счётчик активной энергии	СА3-И681	8	2	4	48
Счётчик реактивной энергии	СР4-И679	8	2	2	32
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	3	9
Итого					132

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН НКФ-110-58У1 $\frac{110000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / 100$.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН на СН

Приборы	Тип	S об	N об	COS	Число пр-ов	потребляемая мощность	
						P	Q
Вольтметр пофазный	Э-335	2	1	1	1	2	-
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	1	10	-
Частотометр	Э-362	1	1	1	1	1	-
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	1	1	1	7	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Счетчик ватт-часов	И-674	3	2	0,38	5	30	73,03
Счетчик вольт-ампер-часов	И-674	3	2	0,38	5	30	73,03
Сумма						86	146,05

В РУ 35 кВ устанавливаем НОМ-35-66У1 $\frac{35000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$.

Таблица 20 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{1ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 146,5$ ВА	$S_{2н} = 150$ ВА	$S_{2р} < S_{2н}$

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Приборы	Тип	S об	N об	COS	Число пр-ов	потребляемая мощность	
						P	Q
Вольтметр пофазный	Э-335	2	1	1	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	1	3	-
Счетчик ватт-часов	И-674	3	2	0,38	8	48	116,84
Счетчик вольт-ампер-часов	И-674	3	2	0,38	8	48	116,84
Сумма						104	233,68

Таблица 22 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЕЦ-10

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{1ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 233,68$ ВА	$S_{2н} = 4 \times 75$ ВА	$S_{2р} < S_{2н}$

Нагрузка всех измерительных приборов вычисляется по формуле:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} . \quad (23)$$

Результаты расчета нагрузки приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
110	НКФ-110-58У1
35	НОМ-35-66У1
10	НАЛИ-СЕЩ-10-1

5.6 Выбор шинных конструкций

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (24)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-120/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$154 \leq 610 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (25)$$

где С – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{3,06 \cdot 10^3}}{90} = 1,6,$$

$$1,6 \leq 120 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при

$I_{\Pi 0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 1,01 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится [14].

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [4].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (26)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (27)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность поля на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (27).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (28)$$

Для провода марки АС-120 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1}} \right) = 32,3.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1 \cdot \lg \frac{400}{1}} = 27,1 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (28):

$$1,07 \cdot 27,1 \leq 0,9 \cdot 32,3,$$

$$29 \leq 29,1.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-120/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ[4].

В РУ 35 кВ выбирается ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (29)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,82 \text{ кА};$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АО:

$$(5 \times 30) \text{ мм}, S = 150 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 475 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных К – 2

$$I_{\text{кз}} = 36,68; T_a = 0,001; i_{\text{уд}} = 92,78$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot t = 10,343^2 \cdot 1,54 = 164,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{С.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{164,75}}{0,091} = 141 \text{ мм}^2; \quad (30)$$

где $C = 9I$ принимаю по табл.3.14 [11].

$$q_{\text{мин}} < S.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний[5].

Момент сопротивления вертикально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{h^2 \cdot b}{6}; \quad (31)$$

$$J = \frac{0,5^2 \cdot 3}{6} = 0,125 \text{ см};$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}; \quad (32)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,125}{2 \cdot 1,5}} = 0,177 \text{ м};$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 0,177 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yD}^2}{a_3}; \quad (33)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{92780^2}{1} = 149,09 \text{ Н/м};$$

где a_3 - расстояние между фазами.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$ для материала шины марки АО = 82 МПа), определим это напряжение:

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{6 \cdot J}; \quad (34)$$

$$J_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6};$$

$$J_{\phi} = \frac{0,5 \cdot 3^2}{6} = 0,75;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{69,552 \cdot 1^2}{6 \cdot 0,75} = 15,456 \text{ МПа}.$$

Напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 82$ МПа, следовательно, шины механически прочны.

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные

изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току;
- по току термической стойкости;
- по току электродинамической стойкости.

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 10 кВ приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 989,7 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 376,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

5.7 Выбор изоляторов

В распреустройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (35)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (Таблица 4, [6]);

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности (Приложение 1, [6]).

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (36)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (29) следует прибавить еще 1 изолятор. Необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки для 110 кВ:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,4 = 264,6 \text{ см.}$$

Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{264,6}{32} + 1 = 9,27.$$

Округляя до целого, получаем 9 изоляторов в ошиновке ОРУ 110 кВ.

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е[9].

Для крепления ошиновки трансформатора на стороне 35 кВ будем использовать опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки,
- по месту установки;
- по допустимой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (37)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (38)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (39)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Произведём выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-35-20 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Опорные изоляторы ИШОС-35-20 УХЛ1 в ходе эксплуатации не теряют изоляционные свойства, так как в закалённом стекле не возникают микротрещины, в отличие от фарфора, из которого изготавливались изоляторы прежде. Значение разрушающей нагрузки, которую выдерживает изоляционная деталь из закаленного стекла, в два раза превосходит параметры детали из фарфора[10].

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{45506^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 2152 \text{ Н.}$$

Проверка по условию

$$2152 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

Для крепления ошиновки трансформатора на стороне 10 кВ используются опорные изоляторы.

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (40)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (41)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (42)$$

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

Произведём выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{41206^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1765 \text{ Н.}$$

Проверка по условию

$$1765 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

5.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики[3].

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (43)$$

где $U_{\text{нд}}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (44)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 6), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

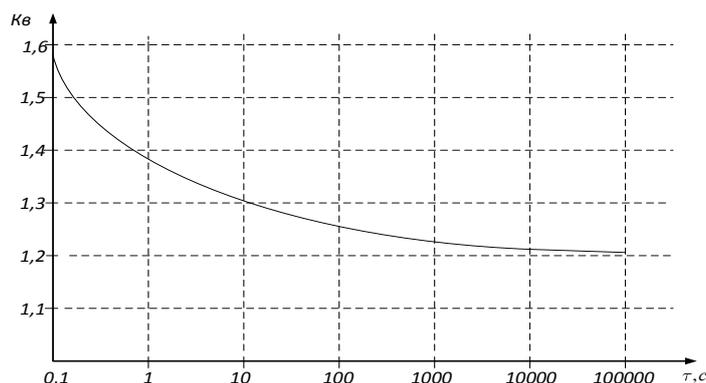


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \quad (45)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{П}} \right), \quad (46)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (47)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (48)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 110 и 35 кВ вблизи силового трансформатора, а также вблизи трансформаторов напряжения. Для защи-

ты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ. Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (44):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 27.

Таблица 27 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 35 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ, согласно условию (44):

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,24}{1,21} = 19,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки. ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 28.

Таблица 28 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	42
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	140
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	3,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,32}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 29.

Таблица 29 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	310
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

5.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор мощности рабочих трансформаторов с. н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н. Точный перечень всех потребителей определяется при реальном проектировании после разработки тепломеханической части электростанции и всех ее вспомогательных устройств.

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку $P_{с.н.мах}$ и расход электроэнергии $W_{с.н.}$ ориентировочно по таблице 30 [5].

Таблица 30 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с. н.

Тип электроустановки	$P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$	$W_{с.н.}/W_{выр.}$	K_c
Подстанция:			
-тупиковая	50-200 кВт	—	—
-узловая	200-500 кВт	—	—

Используя данные таблицы 30, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.мах} \cdot k_c \quad (49)$$

Так как подстанция узловая, с большим числом присоединений, примем:

$$S_{с.н.} \geq 500 \text{ кВт.}$$

Примем к установке энергосберегающий трансформатор марки ТМГ-630/10-11 производства ЗАО «Электроцит». Данный трансформатор герметичного исполнения имеет самый низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания из всех выпускаемых в странах СНГ аналогичных трансформаторов. Данный трансформатор также не имеет расширителя, за счет чего достигается существенная экономия пространства. Увеличение объёма масла при нагреве воспринимается упругими гофрами[11].

Трансформаторы устанавливаются по одному на каждую секцию РУ 10 кВ.

5.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе собственных нужд) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [6].

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (50)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54.$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (51)$$

$$n_{доб} = 63 - 54 = 9.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (52)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 24$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24[11].

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (53)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П} \text{ А}, \quad (54)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}.$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В}. \quad (55)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

5.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электри-

ческих подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости ;
- по току термической стойкости .

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У19св(см. на рисунке 7).

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 289,1 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 72,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$



Рисунок 7 – Общий вид высокочастотного заградителя

6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРА

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора[2].

6.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;

- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд[2].

Данные для расчёта:

Трансформатор:

ТДТН – 40000/110.

$$U_{кBC} = 10,5 \%;$$

$$U_{кBH} = 17,5 \%;$$

$$U_{кCH} = 6,5 \%;$$

$$U_{BH} = 115 \%;$$

$$U_{CH} = 38,5 \%;$$

$$U_{HH} = 11 \%;$$

$$I_{КЗ.СН}^{(3)} = 36,86 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.НН}^{(3)} = 11,21 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{КЗ.СН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.СН}^{(3)} \tag{56}$$

$$I_{КЗ.СН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 36,86 \text{ кА};$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.НН}^{(3)} \tag{57}$$

$$I_{КЗ.НН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,21 = 9,7 \text{ кА}$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по выражению:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \tag{58}$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5}; \quad (59)$$

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}}; \quad (60)$$

Все результаты расчета приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр	Результаты		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	200.817	599.844	2099
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Расчётный коэффициент трансформации ТА	$\frac{347,83}{5}$	$\frac{1038,96}{5}$	$\frac{2099}{5}$
Коэффициент трансформации	$\frac{600}{5}$	$\frac{1200}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	2.899	4.329	3.499

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

- От максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.макс.} \quad (61)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,5.
Ток небаланса в точке К1:

$$I_{н.б.макс1} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.} + \Delta U_{п\bar{о}в.}) \cdot I_{КЗ.внеш.макс} \quad (62)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $K_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,09$);

$\Delta U_{пбв}$ – шаг регулирования ПБВ ($\Delta U_{пбв} = 0,05$);

$I_{КЗ.внеш.мах}$ – наибольший ток при сквозном КЗ ($I_{КЗ.внеш.мах} = I_{КЗ.СН}^{(3)}$).

$$I_{н.б.мах2} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,05) \cdot 36,86 = 8,84 \text{ кА}$$

Проверяем возможность использования реле без торможения (РНТ-560).

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.мах}, \quad (63)$$

$$I_{с.з.1} = 1,5 \cdot 8,84 = 13,26 \text{ кА.}$$

Ток не баланса в точке К2

$$I_{н.б.мах2} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{КЗ.внеш.мах}, \quad (64)$$

$$I_{н.б.мах2} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 11,21 = 2,13 \text{ кА,}$$

$$I_{с.з.2} = 1,5 \cdot 2,13 = 3,195 \text{ кА}$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 200,817 = 301,215 \text{ А.}$$

Так как ток срабатывания дифференциальной защиты меньше токов $I_{с.з.1}$ и $I_{с.з.2}$, то выбираем обмотку торможения, включенную на сумму плеч.

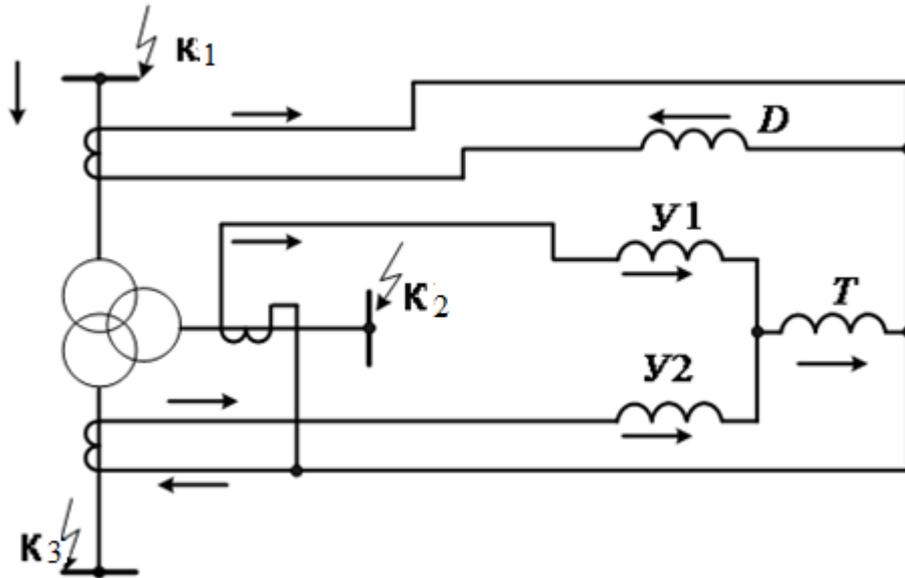


Рисунок 8 – Включение обмотки торможения

Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot \frac{k_{cx.\Delta}}{n_{TA}}, \quad (65)$$

$$I_{c.p.} = 301,215 \frac{\sqrt{3}}{600} = 4,348 \text{ A.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{I_{K3.HH}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (66)$$

$$k_{\chi} = \frac{9,7 \cdot 10^3}{301,215} = 32,2$$

Полученный коэффициент чувствительности должен удовлетворять равенству $k_{\chi} \geq 2$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\min} = I_{c.p.} \cdot W = 100 \text{ A} \cdot \text{витков}. \quad (67)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч} = \frac{F_{min}}{I_{с.р.}}, \quad (68)$$

$$W_{расч} = \frac{100}{4,348} = 22,99908 \text{ витка.}$$

К установке принимаем:

$$W_{уст} = 23 \text{ витка.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч.ВС} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W_{уст}}{I_{втор.СН}}, \quad (69)$$

$$W_{расч.ВС} = \frac{23 \cdot 2,899}{4,329} = 15,4 \text{ витка.}$$

$$W_{расч.ВН} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W_{уст}}{I_{втор.НН}}, \quad (70)$$

$$W_{расч.ВН} = \frac{23 \cdot 2,899}{3,499} = 19,053 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{уст.ВС} = 15$,

$$W_{уст.ВН} = 19 \text{ витка.}$$

Теперь мы можем найти число витков тормозной обмотки:

$$W_{Т.ВС} = \frac{k_{зан} \cdot I_{н.б.max1} \cdot W_{расч.ВС}}{I_{КЗ.СН}^{(3)} \cdot tg\alpha}, \quad (71)$$

$$W_{Т.ВС} = \frac{1,5 \cdot 8,84 \cdot 15,4}{36,86 \cdot 0,75} = 7,392 \text{ витка.}$$

$$W_{Т.ВН} = \frac{k_{зан} \cdot I_{н.б.max2} \cdot W_{расч.ВН}}{I_{КЗ.НН}^{(3)} \cdot tg\alpha}, \quad (72)$$

$$W_{Т.ВН} = \frac{1,5 \cdot 2,13 \cdot 19,053}{11,21 \cdot 0,75} = 7,24 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков из стандартного ряда: $W_{Т.ВС} = 7$ витков $W_{Т.ВН} = 7$ витков.

Время срабатывания дифференциальной защиты трансформатора: $t_{c.3}=0$

6.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах[19].

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению[19].

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (73)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,3;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2 для городских сетей;

k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,8;

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (74)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{cp.} = \frac{k_{cx} \cdot I_{MT3}}{k_T}. \quad (75)$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.min}}{I_{MT3}}. \quad (76)$$

где $I_{K3.min}$ – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $k_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{p.max.BH} = \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номBH}}, \quad (77)$$

$$I_{p.max.BH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ А};$$

$$I_{MT3.B} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (78)$$

$$I_{MT3.B} = \frac{1,3 \cdot 3}{0,8} \cdot 200,817 = 652,657 \text{ А};$$

$$I_{cp.B} = \frac{k_{cx.\Delta} \cdot I_{MT3.B}}{k_{т.BH}}, \quad (79)$$

$$I_{cp.B} = \frac{\sqrt{3} \cdot 652,657}{\frac{600}{5}} = 9,42 \text{ А}; \quad (80)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.min}}{I_{MT3.B}}, \quad (81)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{875}{625,657} = 1,34.$$

Примем к установке реле тока РТ-40/20

На стороне СН и НН трансформатора расчет проводится аналогично, результаты приведены ниже:

-Сторона СН трансформатора

$$I_{p,max.СН} = 599,84 \text{ А};$$

$$I_{МТЗ.С} = 1,949 \cdot 10^3 \text{ А};$$

$$I_{cp.С} = 14,069 \text{ А};$$

$$k_{ч} = 16,15;$$

Примем к установке реле тока РТ-40/20

На стороне НН трансформатора:

$$I_{p,max.НН} = 6,065 \cdot 10^3 \text{ А};$$

$$I_{cp.} = 10,108 \text{ А};$$

$$k_{ч} = 1,601$$

Примем к установке реле тока РТ-40/20

6.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе[19].

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

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

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном} , \quad (82)$$

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

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = 1,05 \cdot 200,817 = 210,858 \text{ А.} \quad (83)$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.С} = 1,05 \cdot 599,84 = 629,84 \text{ А.} \quad (84)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.Н} = 1,05 \cdot 2,099 \cdot 10^3 = 2,204 \cdot 10^3 \text{ А.} \quad (85)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле:

$$I_{\text{втор.п}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз.п}}}{k_{\text{ТВН}}} \quad (86)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 210,858}{\frac{600}{5}} = 3,043 \text{ А}$$

Примем к установке реле тока РТ-40/6

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 629,84}{\frac{1200}{5}} = 4,545 \text{ А}$$

Примем к установке реле тока РТ-40/10

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 2,204 \cdot 10^3}{\frac{3000}{5}} = 3,674 \text{ А}$$

Примем к установке реле тока РТ-40/6

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд.

6.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается

ся выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора[19].

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам[2].

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть,

например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений[2].

7 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

7.1 Расчет заземления

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю [16].

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя [16].

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений, м: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20[16].

Заземляющее устройство для ОРУ 110 кВ должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции:

$$S = 25 \cdot 55 = 1375 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле :

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}} \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (87)$$

где $I_{\text{МОЛН}}$ - ток молнии ;

t – время протекания тока КЗ , равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя , с ;

β - коэффициент , для стали равный 21;

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{6000^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 24,4 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле :

$$F_{\text{кор.}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср.}} \cdot (d_{\text{пр.}} + \delta_{\text{ср.}}) , \quad (88)$$

где $\delta_{\text{ср.}}$ - средняя глубина коррозии , мм , по сечению проводника , определяемая по формуле :

$$\delta_{\text{ср.}} = a_k \cdot \ln^3 \cdot T + b_k \cdot \ln^2 \cdot T + c_k \cdot \ln \cdot T + d_k , \quad (89)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя , 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий;

$$\delta_{\text{ср.}} = 0,005 \cdot \ln^3 \cdot 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 \cdot 240 - 0,041 \cdot \ln \cdot 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм}$$

$$F_{\text{кор.}} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (10 + 0,1) = 3,2 \text{ мм}^2$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям :

$$F_{\text{мин.мех.}} \leq S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор.}} ;$$

$$78,5 \leq 78,5 \geq 3,2 + 24,4$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6 * 6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a = 5,375$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. План расположения заземляющего устройства приводится на листе 6 графической части проекта.

Определяется значение сопротивления одного вертикального заземлителя по формуле :

$$R_{\text{в1}} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (90)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина электрода, м ;

d – внешний диаметр электрода, м ;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м.

Удельное сопротивление грунта определяется по формуле :

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho = 1.2 \cdot 50 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м} , \quad (91)$$

где $K_C = 1,2$ – коэффициент сезонности, учитывающий фактор высыхания грунта после замеров.

Определяется сопротивление одного электрода :

$$R_{в1} = \frac{60}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0.01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2.5 + 5}{4 \cdot 2.5 - 5} \right) = 23,8 \text{ Ом}$$

На чертеже производится размещение вертикальных электродов и измеряется длина горизонтальных электродов. Сопротивление одного горизонтального электрода определяется по формуле :

$$R_{гор} = \frac{\rho}{2\pi \cdot L} \cdot \ln \frac{L^2}{d \cdot t}, \quad (92)$$

где d – диаметр проводника, м.

$$R_{гор} = \frac{60}{2\pi \cdot 25} \cdot \ln \frac{25^2}{0.01 \cdot 0.8} = 4,3 \text{ Ом}$$

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой [11] :

$$R_{стац} = \frac{R_{верт} \cdot R_{гор}}{\eta \cdot (n_{верт} \cdot R_{гор} + n_{гор} \cdot R_{верт})} \quad (93)$$

где η – коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$

$$R_{стац} = \frac{23.8 \cdot 4.3}{0.5 \cdot (20 \cdot 4.3 + 50 \cdot 23.8)} = 0,16 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{стац}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя[11]:

$$R_{и} = R_{стац} \cdot \alpha_{и} \quad (94)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (95)$$

где S - площадь используемая под заземлитель, $S = 1375 \text{ м}^2$.

$I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1375}}{(60 + 320) \cdot (60 + 46)}} = 1,17$$

$$R_{и} = 0,16 \cdot 1,17 = 0,187 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Результаты расчёта сравниваются с допустимым сопротивлением и делается вывод, что данный заземлитель проходит по сопротивлению растеканию.

7.2 Расчет молниезащиты

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях (например, прожекторные мачты).

Недалеко от проектируемой ПС Маслозавод находится вышка сотовой связи высотой 100 м (рисунок 9). Именно её мы и будем рассчитывать как молниеотвод для ОРУ 110 кВ[11].



Рисунок 9 – Месторасположение вышки сотовой связи

Схема молниезащиты территории подстанции изображена на рисунке 10.

Зоны защиты молниеотвода имеют следующие габариты:

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (96)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (97)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right), \quad (98)$$

где h_0 – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

h – фактическая высота молниеотвода, м;

r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

r_x — радиус зоны защиты на высоте h_x ;

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

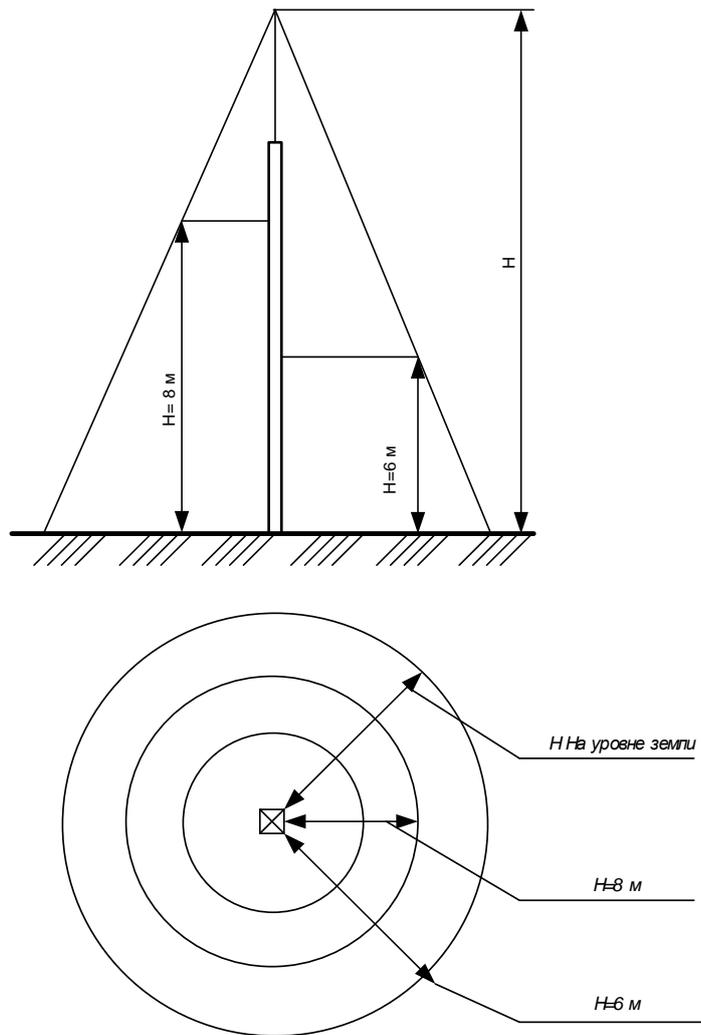


Рисунок 10 - Схема молниезащиты территории подстанции

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты \underline{A} и \underline{B} , является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводах .

Расчет по формулам (96-98) производится для защиты объектов подстанции «Маслозавод», находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов ОРУ 110кВ;
- 6 м для остального оборудования.

Высота молниеотвода(вышки сотовой связи):

$$h = 100 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot 100 = 85 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 100) \cdot 100 = 90 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте порталов ОРУ 110 кВ:

$$r_{X(6)} = 90 \cdot \left(1 - \frac{8}{85}\right) = 81,53 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на высоте остального оборудования:

$$r_{X(6)} = 90 \cdot \left(1 - \frac{6}{85}\right) = 83,65 \text{ м}.$$

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты A выполняется.

Зоны защиты молниеотвода вынесены на листе графической части проекта.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Согласно требованиям [12] на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путем сдачи экзамена по ПТБ на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

Бригады обслуживающие электроустановки делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и бригады централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы. Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящи-

ках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в [12]. Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов. В таблице 33 приведены нормы комплектования средствами защиты п/ст.

Таблица 33. Средства защиты.

Средства защиты	Наименование, допустимое количество
1. Изолирующая штанга.	2 шт.
2. Указатель напряжения.	2 шт.
3. Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4. Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5. Диэлектрические боты.	1 пара
6. Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7. Шланговый противогаз.	2 шт.
8. Защитные очки.	2 пары.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

8.2 Экологичность

Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом
Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Требуется установка трансформатора ТДТН-40000/110. Габариты трансформатора: длина $A=6,8$ м; ширина $B=4,8$ м; высота $H=6,4$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 23,2$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} \quad (99)$$

$$V_{TM} = \frac{23,2}{0,85} = 27,3 \text{ м}^3$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину $A=6,8$ м, ширину $B=4,8$ м и высоту $H =6,4$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (100)$$

$$S_{МП} = (6,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 78,44 \text{ м}^2$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\psi} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (101)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (102)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (6,8 + 4,8) \cdot 6,4 = 148,5 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{уровня}} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \text{ м}, \quad (103)$$

$$H_{\text{уровня}} = \frac{27,3}{78,44} = 0,35 \text{ ,м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{УРОВНЯ} + h_{Г} + h_{ПЛ} \quad (104)$$

где $H_{УРОВНЯ}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{МП} = 0,35 + 0,25 + 0,075 = 0,675 \text{ м.}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 11 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [15].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (105)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (106)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 148,5 = 53460 \text{ л} = 53,46 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 27,3 + 0,8 \cdot 53,46 = 70,07 \text{ м}^3$$

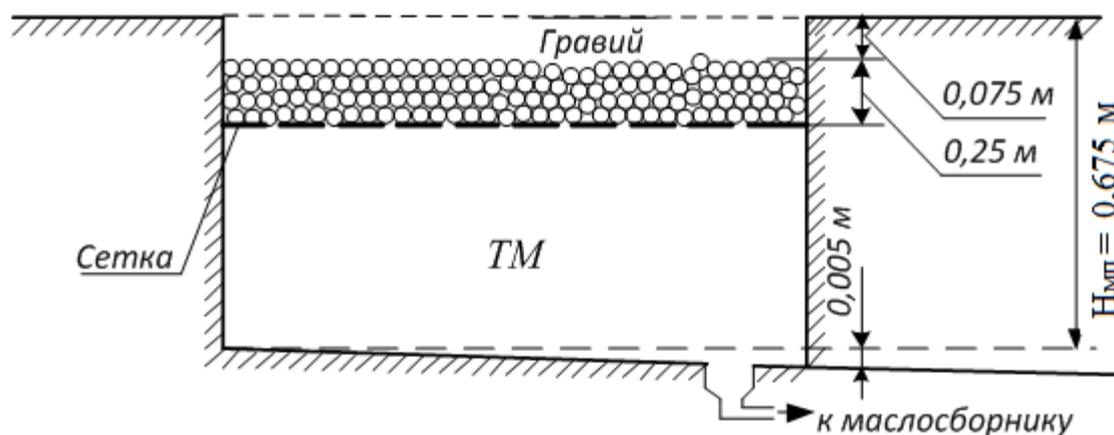


Рисунок 11 - Конструкция маслоприемника с отводом масла.

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 148,5 м²; объём масла – 27,3 м³; глубина – 0,675 м; объём маслосборника – 70,07 м³

Вывоз отработанного масла осуществляет производственно-ремонтное предприятие на основании ранее заключенного договора.

Сбор ламп ДРЛ должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой уконтейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

Сбор аккумуляторных батарей производят отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории,

площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

Образующиеся отходы до момента вывоза их на захоронение или переработку временно хранятся на специально отведенных площадках с твердым покрытием, исключающим их попадание на почву. Транспортировка отходов осуществляется способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки.

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах..

8.3 Чрезвычайные ситуации

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно [12] должны соответствовать требованиям ППБ, подробно изложенным в [13]. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пено-генераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе, не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям .

В соответствии с [12] за установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия.

Средства пожаротушения

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений .

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя . Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах , конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке.

Общие требования

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- 1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

2) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

9. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ НАРУШЕНИИ РАБОТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.

9.1 Общие положения

В условиях рыночных отношений большое значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

Последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. В этой связи социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущербов.

Ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии.

Определение экономического ущерба от технологических нарушений в эксплуатации осуществляется с целью определения экономических потерь энергопредприятиями, решения вопросов имущественного и других видов страхования от последствий технологических нарушений, а также для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве исходной информации характеристики экономического ущерба.

Учет и результаты последующего статистического анализа экономического ущерба от технологических нарушений за ряд лет эксплуатации могут быть использованы в качестве одного из факторов для принятия решений по:

- технико-экономическому обоснованию нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов;
- технико-экономическому обоснованию периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;
- технико-экономическому обоснованию проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;
- технико-экономическому обоснованию мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

Оценим экономический ущерб при аварийном отключении трансформатора ТДТН-40000/110 дифференциальной защитой на базе ДЗТ-11 в результате виткового замыкания обмотки ВН.

Данные для расчета ущерба:

1. Стоимость выполнения ремонтных работ:

- снятие и разборка – 14100 руб.,
- сборка и установка – 15100 руб.,
- ремонт – 10600 руб.;

2. Стоимость материалов для производства ремонтных работ – 16500 руб.;

3. Транспортные расходы при выполнении ремонтных работ – 7000 руб.;

4. Прочие затраты при производстве ремонтных работ – 5000 руб.

Расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт · ч., полезно отпущенной потребителям электроэнергии в системе – 16 коп./кВт · ч.

Средняя цена электроэнергии для потребителя – 31 коп./кВт · ч.

В коммерческом договоре энергосистемы определены следующие условия, на случай отключения или ограничения электроснабжения:

- допускается на время до суток (24 часа) ограничение электроснабжения до 60 %;

- в случае полного внезапного отключения по вине энергосистемы устанавливаются платежи в тройном размере средней цены на электроэнергию за каждый недоотпущенный кВт · ч.

9.2 Безвозвратные потери средств производства

Безвозвратные потери средств производства ($У1$), устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др. определяются по формуле

$$У1 = S_{oi} + S_{mj} + S_{tk} + S_{пр}, \quad (107)$$

где S_{oi} – остаточная балансовая стоимость i -го, подлежащего восстановлению оборудования или сооружения;

S_{mj} – стоимость потерь j -го вида материалов;

S_{tk} – стоимость потерь k -го вида топлива;

$S_{пр}$ – прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушения пожара, проведение спасательных работ и др.

В результате нарушения безвозвратных потерь средств производства не произошло.

$$У1 = 0$$

9.3 Затраты на ремонтно-восстановительные работы

Затраты на ремонтно-восстановительные работы ($У2$) устанавливаются на основе двух смет

$$У2 = S_{рем} + S_{нал}, \quad (108)$$

где $S_{нал}$ – сметная стоимость наладочных работ;

$S_{\text{рем}}$ – сметная стоимость ремонтных работ.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{\text{рем}} = S_{\text{дем}} + S_{\text{м}} + S_{\text{мон}} + S_{\text{р}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{п}} + S_{\text{мод}}, \quad (109)$$

где $S_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений;

$S_{\text{м}}$ – стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ;

$S_{\text{мон}}$ – стоимость монтажа поврежденного оборудования и сооружений;

$S_{\text{р}}$ – стоимость ремонта, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом;

$S_{\text{тр}}$ – транспортные расходы;

$S_{\text{п}}$ – прочие расходы;

$S_{\text{мод}}$ – затраты на модернизацию.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытание и наладку оборудования, доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материала на пуски и остановку энергетического оборудования.

$$У2 = (14100 + 16500 + 15100 + 10600 + 7000 + 5000 + 0) + 3500 = 71800 \text{ руб.}$$

9.4 Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода)

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба ($У3$, тыс. руб.) учитывает потери прибыли из-за снижения объема отпускаемой потребителю энергии вследствие технологического нарушения.

$$У3 = W_{\text{ноі}} \cdot (Ц_i - STCP), \quad (110)$$

где W_{noi} – недоотпуск электроэнергии i -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения, МВт;

C_i – средняя цена одного кВт · ч. электроэнергии для i -го потребителя;

STCP – расчетная топливная составляющая средней себестоимости одного кВт · ч. отпускаемой потребителю электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение.

При условии равномерного графика нагрузки недоотпущенная потребителю электроэнергия равняется

$$W_{\text{noi}} = W_c \cdot T, \quad (111)$$

где W_c – снижение нагрузки, МВт;

T – время отключения линии для производства ремонта выключателя

$$W_{\text{noi}} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$У3 = 180000 \cdot (0,31 - 0,16) = 27000 \text{ руб.}$$

9.5 Ущерб от ухудшения технологических параметров

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети ($У4$) может быть высчитана по формуле

$$У4 = (dW_{\text{фак}} - dW_{\text{рас}} \cdot W_{\text{фак}} / W_{\text{рас}}) \cdot G_{\text{зам}}, \quad (112)$$

где $dW_{\text{фак}}$, $W_{\text{фак}}$ – соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместной с количеством покупной электроэнергии за период, в котором произошло технологическое нарушение;

$dW_{\text{рас}}$, $W_{\text{рас}}$ – соответственно расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенное с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{\text{зам}}$ – топливная составляющая себестоимости одного кВт · ч. наименее экономичных электростанций в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца. В рассматриваемом случае данными потерями можно пренебречь ввиду их незначительности.

Таким образом, принимаем:

$$Y_4 = 0$$

9.6 Возмещение убытков потребителям

Возмещение убытков потребителям (Y_5) вследствие отключения или ограничения электроснабжения определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии

$$Y_5 = S_{эi} \tag{113}$$

где $S_{эi}$ – сумма платежа, подлежащая выплате i -му потребителю электрической энергии.

На время выполнения ремонтных работ на линии ограничение электропитания составило 40 % в течение 20 ч., что предусматривается условиями электроснабжения в коммерческом договоре, поэтому принимаем

$$У5 = 0$$

9.7 Возмещение экологического ущерба

Возмещение экологического ущерба ($У6$) включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений

$$У6 = S_{шт} + S_{раб}, \tag{114}$$

где $S_{шт}$ – сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения;

$S_{раб}$ – стоимость работ, выполняемых энергопредприятием, для устранения экологических последствий от технологического нарушения.

Поскольку короткое замыкание было своевременно отключено устройствами РЗ и технологическое нарушение не привело к экологическим последствиям, принимаем:

$$У6 = 0$$

9.8 Возмещение социального ущерба

Социальные последствия технологического нарушения характеризуется числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания. Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты ($У7$) в соответствии с законодательством социальной защите людей.

При отсутствии социальных последствий от технологического нарушения принимаем:

$$Y_7 = 0$$

9.9 Расчет общего экономического ущерба

Экономический ущерб от технологического нарушения (Y) в общем случае представляется в виде суммы составляющих

$$Y = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 + Y_6 + Y_7 - S_{\text{воз}}, \quad (115)$$

где $S_{\text{воз}}$ – возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводоизготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

Общий ущерб от нарушения работы трансформатора и вследствие этого вывода его в ремонт на срок 20 часов составил :

$$Y = 0 + 71800 + 27000 + 0 + 0 + 0 + 0 = 98800 \text{ руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте была спроектирована ПС «Маслозавод». Рассмотрен вопрос о необходимости строительства данной подстанции с учетом предполагаемого роста нагрузок.

Проект разработан на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления.

Были рассчитаны токи короткого замыкания, ударные токи, расчетные токи по которым далее был произведён выбор оборудования.

Приведен весьма экономически выгодный расчет мониезащиты.

Приведены требования правил техники безопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрено влияние ПС на окружающую среду и методы снижения этого влияния.

В экономической части проекта рассчитан экономический ущерб, вызванный технологическими нарушениями работы силового трансформатора.

Основной целью строительства ПС «Маслозавод» является повышение надежности работы энергосистемы в ТОР Белогорск и связано с необходимостью демонтажа физически и морально устаревшей ПС «Промышленная».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ

1 СТО ОАО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. –введ. 207-12-07. –М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2008

2 Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 95 с.

3 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

5 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

6 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

9 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения 05.06.2018)

10 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.abm-amper.com/prod/vb4-p-35-u2-viklyuchatel-35-kv-vakuumniy-sprujinno-motornim-privodom.php> (дата обращения 06.06.2018)

11 Электротехнический справочник Т. 3 /В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов, И.Н. Орлов, М.М. Соколов, А.М. Федосеев, А.Я. Шихин, И.В. Антик – М.: Энергоатомиздат, 1988.–880 с.

12 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

13 ГОСТ 27514 – 87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.

14 Правила технической эксплуатации электрических станций и сети. – 15-е изд. – М.: Энергия, 1996. – 146 с.

15 Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

16 СТО 56947007-29.130.15.114.-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-170 кВ. – введ. 2012-02-03. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

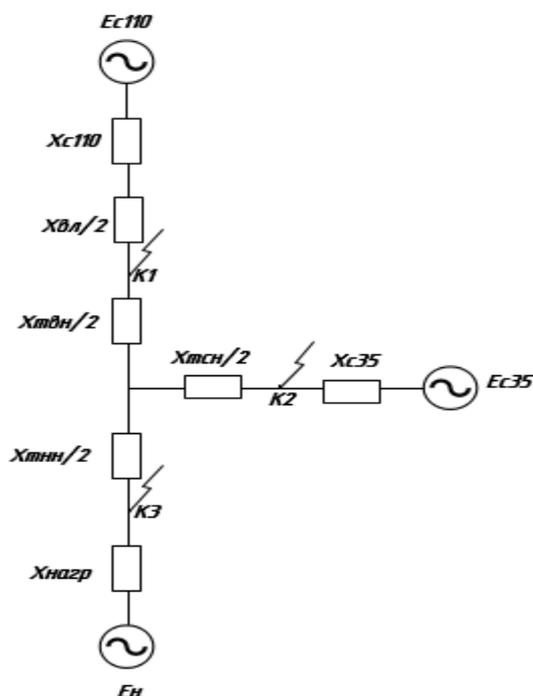
17 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2011. – 383 с.

18 Герасимов В.Г., Грудинский П.Г. Электротехнический справочник в трех томах: Том 3, книга 1.-М.: Энергоатомиздат, 1988. – 878 с.

19 Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания



Исходные данные

АС 240/32

$I_{в.н.} := 3.6 \text{ км} +$

$x_0 := 0.12 \text{ Ом/км}$

трансформатор ТДТН - 40000/110

$S_{т.ном} := 40$

$U_{к.вн.сн} := 10.5 \%$

$U_{к.вн.нн} := 17.5 \%$

$U_{к.сн.нн} := 6.5 \%$

$U_{вн} := 115 \text{ кВ}$

$U_{сн} := 38.5 \text{ кВ}$

$U_{нн} := 11 \text{ кВ}$

$P_x := 39 \text{ кВт}$

$P_H := 200 \text{ кВт}$

$I_x := 0.6 \%$

$S_6 := 100$

$U_6 := 115$

Базисные токи

$$K1 \quad U_{ср.в} := 115 \quad I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.в}} \quad I_{61} = 0.502$$

$$K2 \quad U_{ср.с} := \frac{115}{U_{сн}} \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.с}} \quad I_{62} = 19.329$$

$$K3 \quad U_{ср.н} := \frac{115}{U_{нн}} \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н}} \quad I_{63} = 5.522$$

$$x_{вл} := x_0 \cdot I_{в.н.} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad x_{вл} = 3.267 \times 10^{-3}$$

$$U_{квн} := 0.5 \cdot (U_{к.вн.сн} + U_{к.вн.нн} - U_{к.сн.нн}) = 10.75$$

$$U_{ксн} := 0.5 \cdot (U_{к.вн.сн} + U_{к.сн.нн} - U_{к.вн.нн}) = -0.25$$

$$U_{кнн} := 0.5 \cdot (U_{к.вн.нн} + U_{к.сн.нн} - U_{к.вн.сн}) = 6.75$$

$$x_{твн} := \frac{U_{квн}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{т.ном}} \quad x_{твн} = 0.269$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

$$X_{ТСН} := \frac{U_{КСН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}}$$

$$X_{ТСН} = -6.25 \times 10^{-3}$$

$$X_{ТНН} := \frac{U_{КНН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}}$$

$$X_{ТНН} = 0.169$$

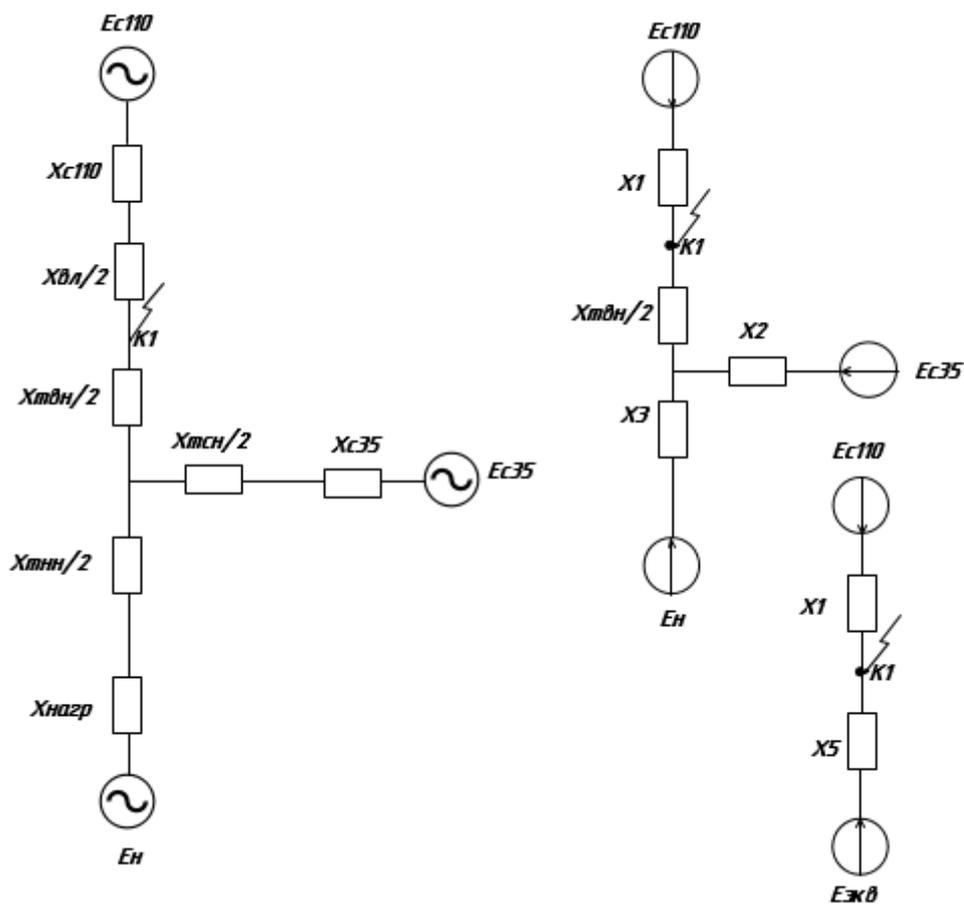
$$X_H = 2.1$$

$$X_C = 1$$

$$E_C = 1$$

$$E_H = 0.85$$

точка К1

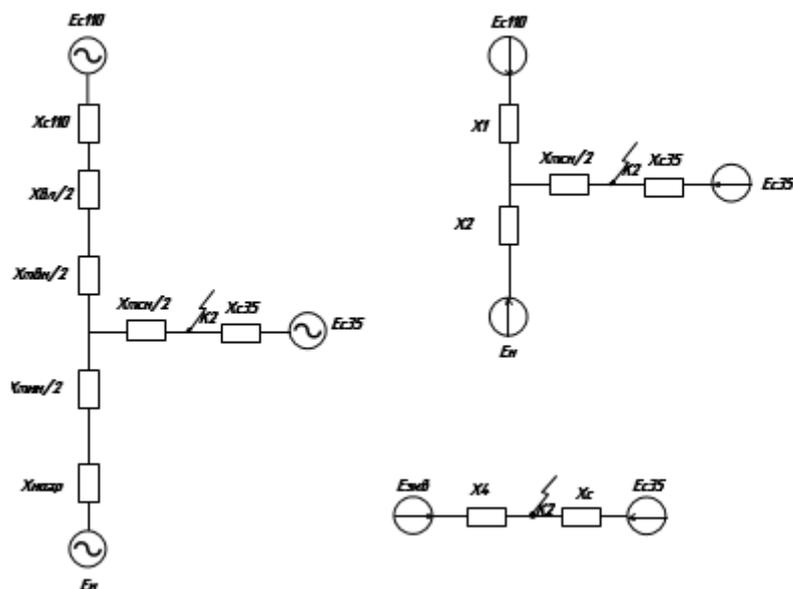


ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

$x_1 := x_c + \frac{x_{вл}}{2}$	$x_1 = 1.002$	
$x_2 := \frac{x_{ТСН}}{2} + x_c$	$x_2 = 0.997$	
$x_3 := \frac{x_{ТНН}}{2} + x_H$	$x_3 = 2.184$	
$E_{ЭКВ} := \frac{(E_H \cdot x_2 + E_C \cdot x_3)}{x_2 + x_3}$	$E_{ЭКВ} = 0.953$	
$x_4 := \frac{(x_3 \cdot x_2)}{x_3 + x_2}$	$x_4 = 0.684$	
$x_5 := \frac{x_{ТВН}}{2} + x_4$	$x_5 = 0.819$	
$I_{1по1} := \frac{E_H}{x_1} \cdot I_{б1}$	$I_{1по1} = 0.426$	
$I_{1по2} := \frac{E_{ЭКВ}}{x_5} \cdot I_{б1}$	$I_{1по2} = 0.584$	$K_{уд} := 1.78$
$I_{по1} := I_{1по1} + I_{1по2}$	$I_{по1} = 1.01$	
$I_{уд} := \sqrt{2} \cdot I_{по1} \cdot K_{уд}$	$I_{уд} = 2.543$	
$i_a := \sqrt{2} \cdot I_{по1}$	$i_a = 1.429$	

точка К2



ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

$$x_{1\text{экв}} := x_c + \frac{x_{\text{ВЛ}}}{2} + \frac{x_{\text{ТВН}}}{2}$$

$$x_1 = 1.136$$

$$x_{2\text{экв}} := \frac{x_{\text{ТНН}}}{2} + x_H$$

$$x_2 = 2.184$$

$$x_{3\text{экв}} := \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}$$

$$x_3 = 0.747$$

$$E_{\text{экв}} := \frac{(E_H \cdot x_1 + E_c \cdot x_2)}{x_2 + x_1}$$

$$E_{\text{экв}} = 0.949$$

$$x_{4\text{экв}} := \frac{x_{\text{ТСН}}}{2} + x_3$$

$$x_4 = 0.744$$

$$I_{1\text{по}1} := \frac{E_H}{x_1} \cdot I_{\text{б}2}$$

$$I_{1\text{по}1} = 14.462$$

$$I_{1\text{по}2} := \frac{E_{\text{экв}}}{x_5} \cdot I_{\text{б}2}$$

$$I_{1\text{по}2} = 22.393$$

$$I_{\text{по}1} := I_{1\text{по}1} + I_{1\text{по}2}$$

$$I_{\text{по}1} = 36.855$$

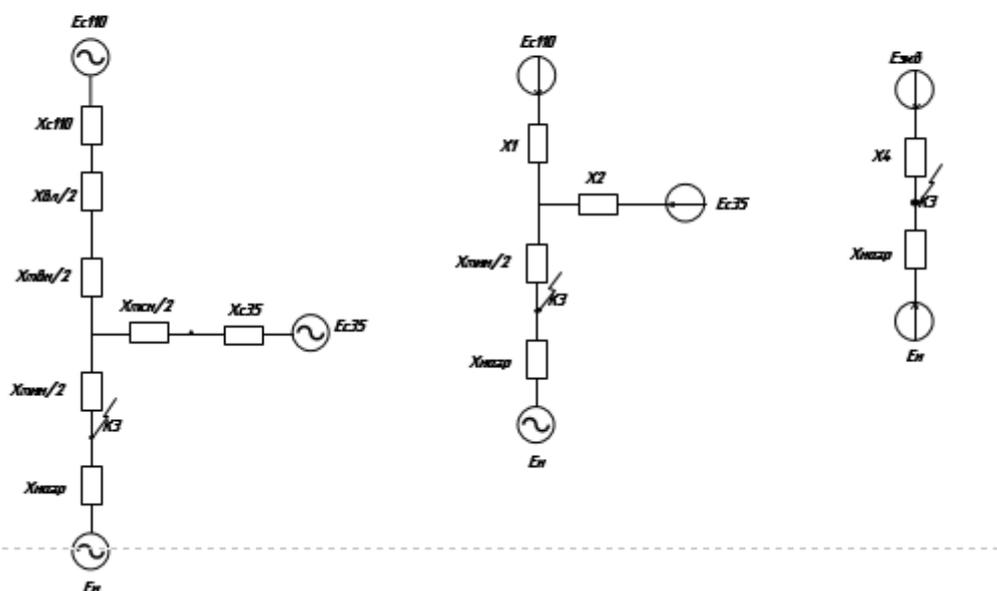
$$I_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}1} \cdot K_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{уд}} = 92.775$$

$$i_a := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}1}$$

$$i_a = 52.121$$

Точка К3



ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

$$x_{1\text{вн}} := x_c + \frac{x_{\text{вл}}}{2} + \frac{x_{\text{твн}}}{2}$$

$$x_1 = 1.136$$

$$x_{2\text{тсн}} := \frac{x_{\text{тсн}}}{2} + x_c$$

$$x_2 = 0.997$$

$$x_{3\text{экв}} := \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}$$

$$x_3 = 0.531$$

$$E_{\text{экв}} := \frac{(E_c \cdot x_1 + E_c \cdot x_2)}{x_2 + x_1}$$

$$E_{\text{экв}} = 0.949$$

$$x_{4\text{тнн}} := \frac{x_{\text{тнн}}}{2} + x_3$$

$$x_4 = 0.615$$

$$I_{1\text{по1}} := \frac{E_H}{x_H} \cdot I_{\text{б3}}$$

$$I_{1\text{по1}} = 2.235$$

$$I_{1\text{по2}} := \frac{E_{\text{экв}}}{x_4} \cdot I_{\text{б3}}$$

$$I_{1\text{по2}} = 8.975$$

$$I_{\text{по1}} := I_{1\text{по2}} + I_{1\text{по1}}$$

$$I_{\text{по1}} = 11.21$$

$$I_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по1}} \cdot K_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{уд}} = 28.219$$

$$i_{\text{а}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по1}}$$

$$i_{\text{а}} = 15.854$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет релейной защиты

Исходные данные:

$$E_{\text{с}} := 110 \text{ кВ} \quad U := 115$$

$$X_{\text{д}} := 3.267 \times 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз1}}^{\text{м}} := 1.01 \text{ кА} \quad I_{\text{кз2}}^{\text{м}} := 36.36 \text{ кА} \quad I_{\text{кз3}}^{\text{м}} := 11.21 \text{ кА}$$

1) Даны по трансформаторам

ТДТН 40000 / 110

$$S_{\text{T}} := 40 \text{ МВА}$$

$$\Delta U_{\text{квс}} := 10.5 \quad \% \quad U_{\text{вн}} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta U_{\text{квн}} := 17.5 \quad \% \quad U_{\text{сн}} := 38.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta U_{\text{кнн}} := 11 \quad \% \quad U_{\text{нн}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ксн}} := 6.5 \quad \%$$

Находим ток двухфазного кз на шинах среднего и низкого напряжения

$$I_{\text{кз1}}^{\text{д}} := \frac{I_{\text{кз1}}^{\text{м}} \cdot \sqrt{3}}{2} = 0.875$$

Для К2:

$$I_{\text{кз2}}^{\text{д}} := \frac{I_{\text{кз2}}^{\text{м}} \cdot \sqrt{3}}{2} = 31.489 \quad \text{А}$$

Для К3

$$I_{\text{кз3}}^{\text{д}} := \frac{I_{\text{кз3}}^{\text{м}} \cdot \sqrt{3}}{2} = 9.708 \quad \text{А}$$

Выбор коэффициентов трансформации

Расчетная величина

ВН

СН

НН

Первичный номинальный ток

$$I_{1\text{В}} := \frac{S_{\text{T}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = 200.817 \quad I_{1\text{С}} := \frac{S_{\text{T}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} = 599.844 \quad I_{1\text{Н}} := \frac{S_{\text{T}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = 2.099 \times 10^3$$

Коэффициент схемы

$$K_{\text{сх1}} := \sqrt{3}$$

$$K_{\text{сх2}} := \sqrt{3}$$

$$K_{\text{сх3}} := 1$$

Расчеты коэффициент трансформации трансформатора тока

$$n_{\text{тап.1}} := \frac{347.83}{5} \quad n_{\text{тап.2}} := \frac{1038.96}{5} \quad n_{\text{тап.3}} := \frac{2.099 \times 10^3}{5}$$

установившийся коэффициент трансформации

$$n_{\text{тау.1}} := \frac{600}{5} \quad n_{\text{тау.2}} := \frac{1200}{5} \quad n_{\text{тау.3}} := \frac{3000}{5}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет релейной защиты

вторичные токи в плечах защиты

$$I_{2В} := \frac{I_{1В} \cdot K_{сх1}}{n_{тау.1}} = 2.899 \quad I_{2С} := \frac{I_{1С} \cdot K_{сх2}}{n_{тау.2}} = 4.329 \quad I_{2Н} := \frac{I_{1Н} \cdot K_{сх3}}{n_{тау.3}} = 3.499$$

Выбор отсечки МТЗ

Для ВН

$$I_{сзвн} := \frac{1.3 \cdot 2}{0.8} \cdot I_{1В} = 652.657$$

$$K_{ч1} := \frac{\Gamma_{кз1} \cdot 10^3}{I_{сзвн}} = 1.34$$

$$I_{свн} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{сзвн}}{n_{тау.1}} = 9.42 \quad \text{РТ-40 /20}$$

Для СН

$$I_{сзсн} := \frac{1.3 \cdot 2}{0.8} \cdot I_{1С} = 1.949 \times 10^3$$

$$K_{ч2} := \frac{\Gamma_{кз2} \cdot 10^3}{I_{сзсн}} = 16.152$$

$$I_{ссн} := \frac{\sqrt{3} \cdot I_{сзсн}}{n_{тау.2}} = 14.069 \quad \text{РТ-40 /20}$$

Для НН

$$I_{сзнн} := \frac{1.3 \cdot 2}{0.9} \cdot I_{1Н} = 6.065 \times 10^3$$

$$K_{ч3} := \frac{\Gamma_{кз3} \cdot 10^3}{I_{сзнн}} = 1.601$$

$$I_{снн} := \frac{I_{сзнн}}{n_{тау.3}} = 10.108 \quad \text{РТ-40 /20}$$

Защита от перегрузки

ВН

$$I_{с.зв} := 1.05 \cdot I_{1В} = 210.858 \quad \text{А} \quad \text{РТ-40/6}$$

$$I_{ср} := \frac{I_{с.зв} \cdot \sqrt{3}}{n_{тау.1}} = 3.043 \quad \text{А}$$

СН

$$I_{с.зс} := 1.05 \cdot I_{1С} = 629.837 \quad \text{А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет релейной защиты

$$I_{\text{ср}2} := \frac{I_{\text{с.зс}} \cdot \sqrt{3}}{n_{\text{тау.2}}} = 4.545 \quad \text{А} \quad \text{РТ-40/6}$$

НН

$$I_{\text{с.зН}} := 1.05 \cdot I_{1\text{Н}} = 2.204 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ср}} := \frac{I_{\text{с.зН}}}{n_{\text{тау.3}}} = 3.674 \quad \text{А} \quad \text{РТ-40/6} \quad +$$

Дифференциальная защита Кзап := 1.5

1. $I_{\text{с.з}} := \text{Кзап} \cdot I_{1\text{В}} = 301.226$

2. Расчетная точка КЗ $\Delta U_{\text{рпн}} := 9$

$$I_{\text{Н6}\Sigma\text{КЗ}} := \left(1 \cdot 1 \times 0.1 + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100} \right) \cdot I_{\text{м КЗ3}} = 2.13$$

$$I_{\text{Н6}\Sigma\text{КЗ}} \cdot \text{Кзап} = 3.195$$

$$I_{\text{сз}} > I_{\text{Н6}\Sigma\text{КЗ}} \cdot \text{Кзап}$$

3. Для точки К2 $\Delta U_{\text{пбв}} := 5$

$$I_{\text{Н6}\Sigma\text{К2}} := \left(1 \cdot 1 \times 0.1 + \frac{\Delta U_{\text{пбв}}}{100} + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100} \right) \cdot I_{\text{м КЗ2}} = 8.726$$

$$I_{\text{Н6}\Sigma\text{К2}} \cdot \text{Кзап} = 13.09$$

Так как условие 1 меньше условий 2 и 3, то оботку торможения включаем на сумму плеч

$$I_{\text{ср}} := \text{Кзап} \cdot I_{1\text{В}} = 301.226 \quad \text{А} \quad F := 100 \quad \text{в.А}$$

$$I_{\text{ср}} := \frac{K_{\text{сх1}} \cdot I_{\text{с.з}}}{n_{\text{тау.1}}} = 4.348 \quad \text{А} \quad +$$

$$W_{1\text{расч}} := \frac{F}{I_{\text{ср}}} = 23$$

$$W_{1\text{уст}} := 23$$

$$W_{\text{д}} := W_{1\text{уст}}$$

$$W_{3\text{расчн}} := W_{1\text{уст}} \cdot \frac{I_{2\text{В}}}{I_{2\text{Н}}} = 19.053$$

$$W_{2\text{уст}} := 19$$

$$W_{2\text{у}} := W_{2\text{уст}}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет релейной защиты

$$W_{2\text{расчвн}} := W_{1\text{уст}} \cdot \frac{I_{2\text{в}}}{I_{2\text{с}}} = 15.4$$

$$W_{3\text{уст}} := 15$$

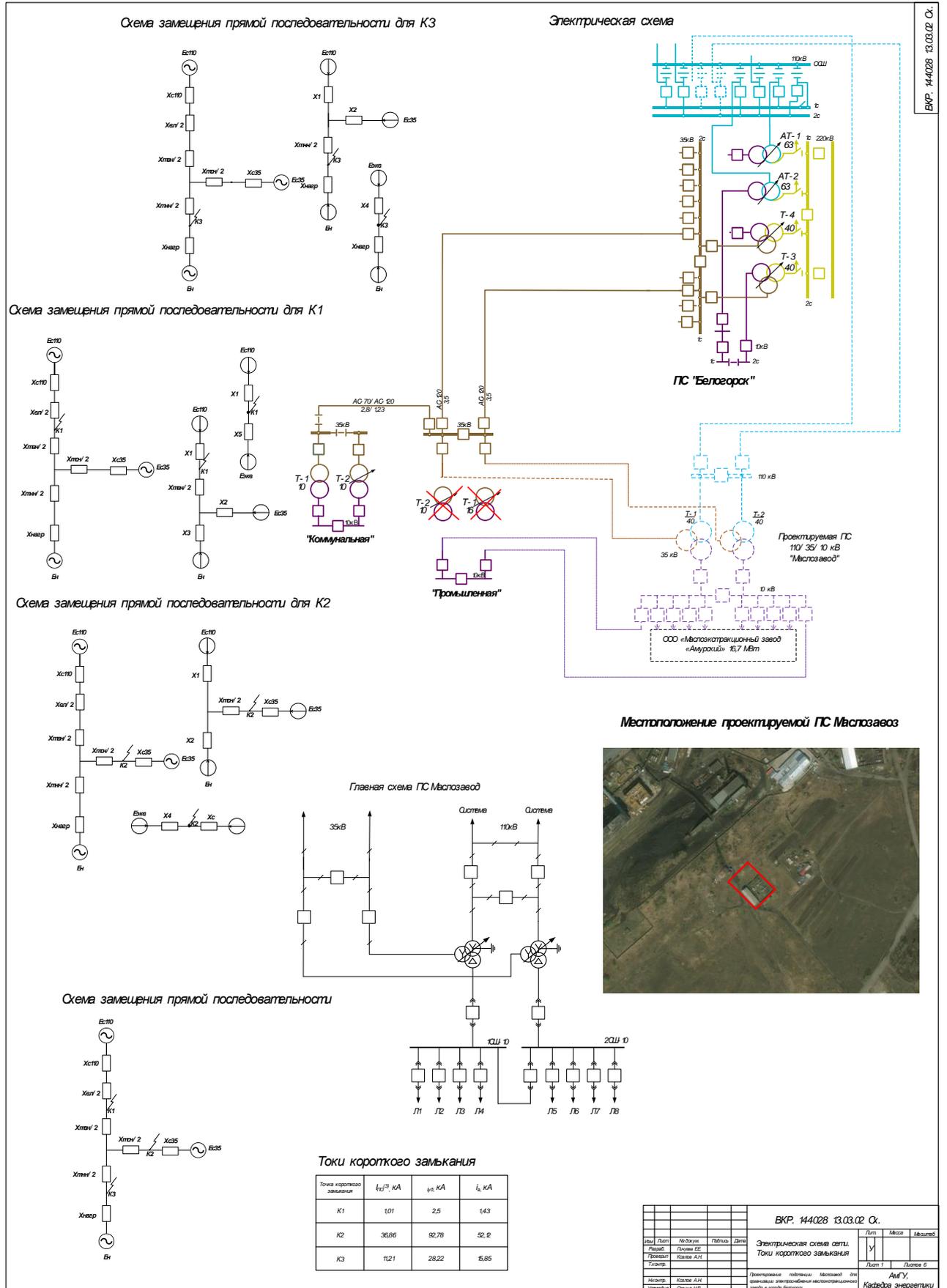
$$W_{1\text{у}} := W_{3\text{уст}}$$

Определяем число витков в тормозной обмотке

$$W_{\text{трасчк2}} := \frac{1.5 \cdot I_{\text{нб}\Sigma\text{к2}} \cdot W_{2\text{расчвн}}}{\Gamma_{\text{кз2}}^{0.75}} = 7.392$$

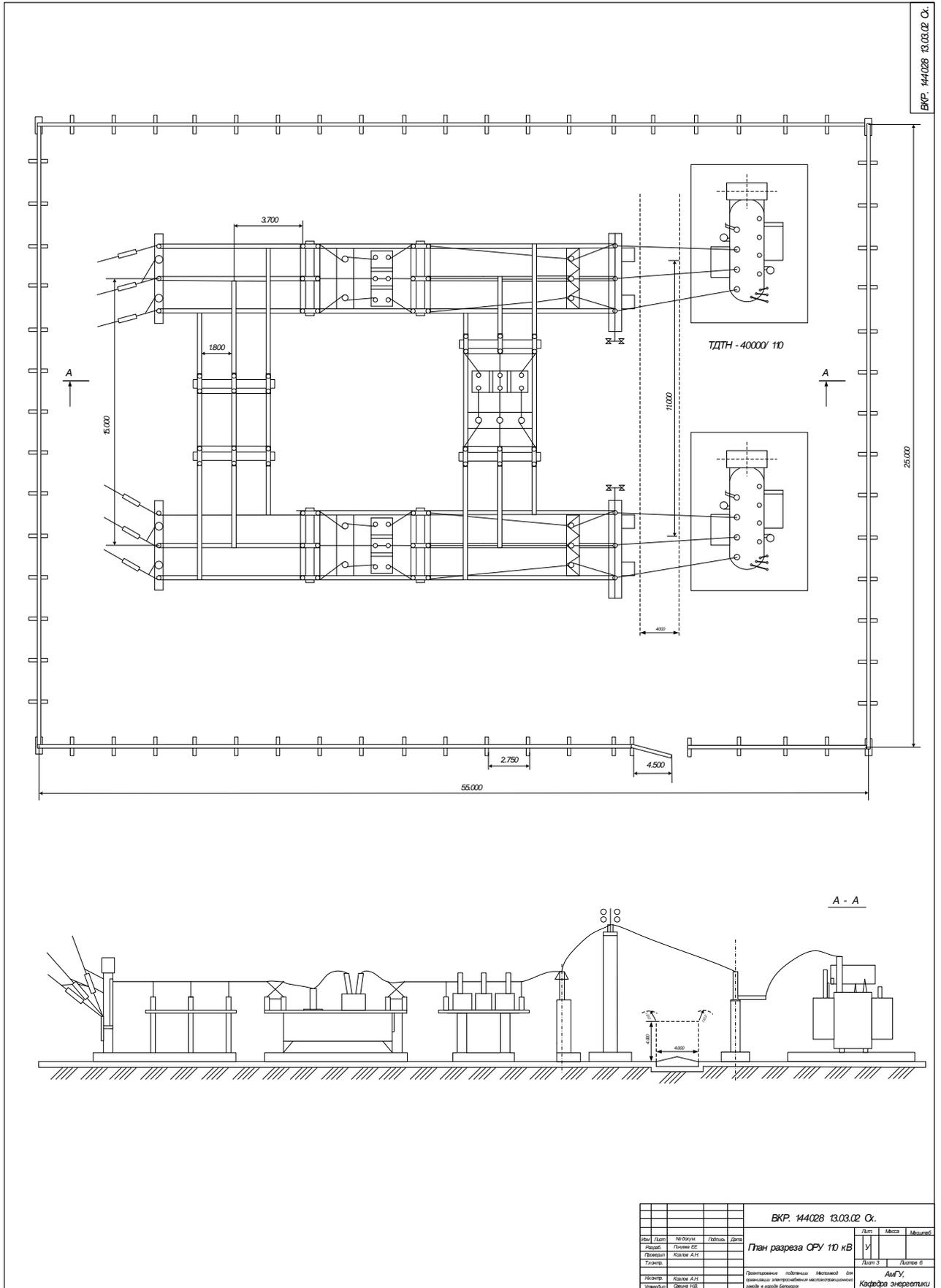
$$W_{\text{трасчк3}} := \frac{1.5 \cdot I_{\text{нб}\Sigma\text{к3}} \cdot W_{3\text{расчвн}}}{\Gamma_{\text{кз3}}^{0.75}} = 7.24$$

Электрическая схема сети. Расчёт токов короткого замыкания

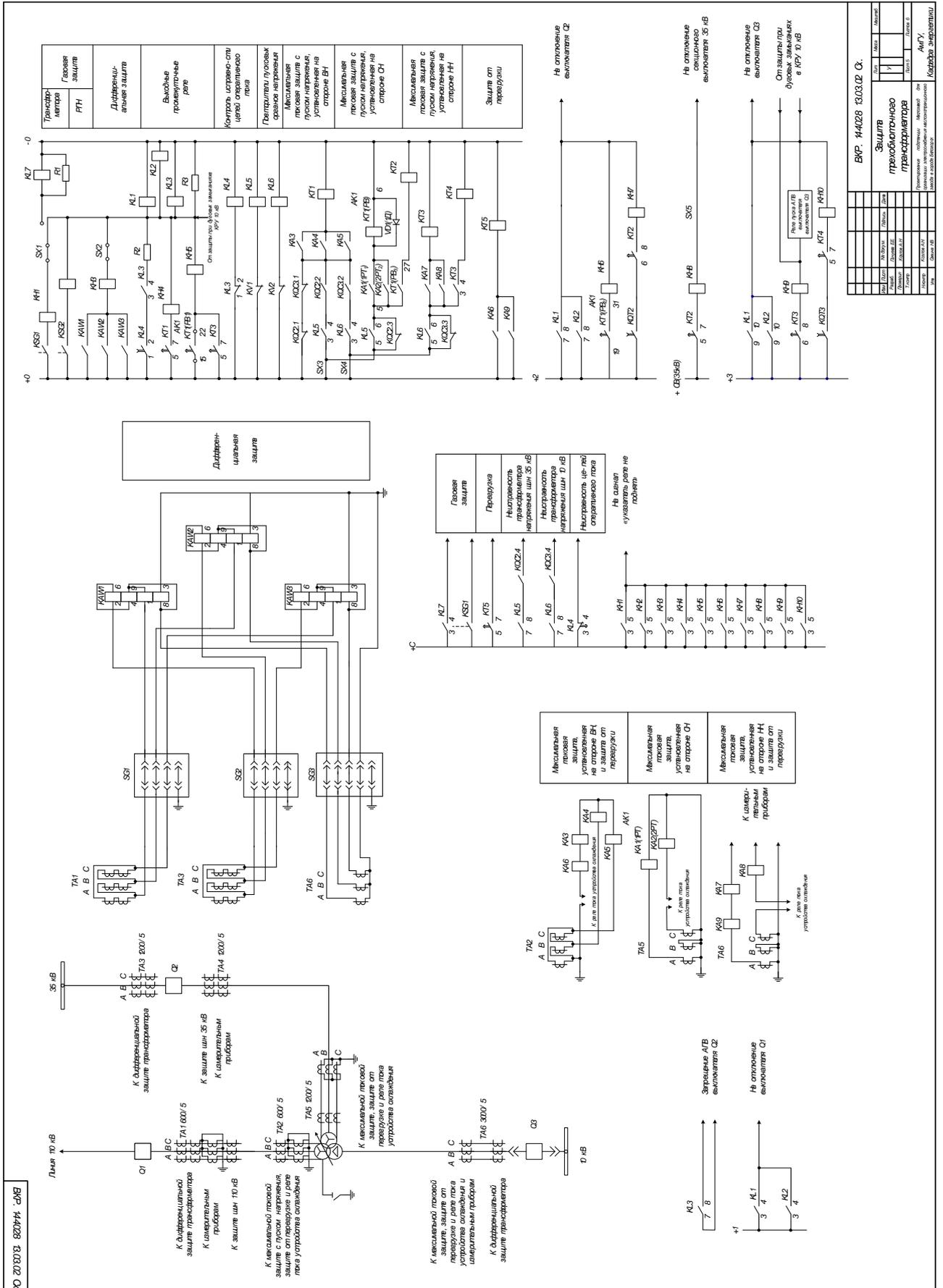


Однолинейная схема

План разрез ОРУ 110 кВ



Релейная защита трансформатора



Выбор оборудования

Параметры выбора шкафов серии КРУ-СЭЦ 70

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 10 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	вруб.лнк = 989,7 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{длн} = 51 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 112,1^2 \cdot 2,5 = 314,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Параметры выбора выключателя ВБ4-П-35 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 35 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	вруб.лнк = 602,3 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 36,86 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{ном} = 60 \text{ кА}$	$I_{вл} = 52,12 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{вл}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 92,78 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{\theta}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 36,86 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{вкл}$
$I_{длн} = 100 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 92,78 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
$I_{длн} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 36,86 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{длн}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4075,98 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Приборы, подключаемые к ТТ ТФЗМ 110Б-1

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5		0,5	Д-335
Варметр	0,5		0,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5		2,5	И-670
Счетчик вольт-ампер часов	2,5		2,5	И-675
Сумма	6,5			

Выбор трансформатора тока ТФЗМ 110Б-1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} = U_{ном}$
вруб.лнк = 286,1 А	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
	$I_{ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,2	
$Z_{SP} = 286,1 \text{ Ом}$	$Z_{SN} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{SP} \leq Z_{SN}$
$I_{\theta} = 2,54 \text{ кА}$	$I_{длн} = 25 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
$B_k = 3,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Параметры выбора выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	вруб.лнк = 286,1 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 101 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{ном} = 28,28 \text{ кА}$	$I_{вл} = 1,43 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{вл}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 2,54 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{\theta}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 101 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{вкл}$
$I_{длн} = 25 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 2,54 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
$I_{длн} = 40 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 101 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{длн}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЦ-П-3-10-20/1000 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 10 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	вруб.лнк = 989,7 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 1121 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{откл.ном}$
$I_{ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{вл} = 15,85 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{вл}$
$I_{вкл} = 52 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{\theta}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 1121 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{вкл}$
$I_{длн} = 52 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 28,22 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
$I_{длн} = 20 \text{ кА}$	$k_{з(3)} = 1125 \text{ кА}$	$k_{з(3)} \leq I_{длн}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 314,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Вторичная нагрузка ТН на ВН

Приборы	Тип	С одной обмоткой	Число обмоток	Число приборов	С приборов
Ваттметр	Д-335	1,5	2	3	9
Варметр	Д-335	1,5	2	3	9
Вольтметр	Д-335	2	1	3	6
Частотомер	Э-362	1	1	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	7
Счетчик активной энергии	СА3-И681	8	2	4	48
Счетчик реактивной энергии	СР4-И679	8	2	2	32
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	1	3	9
Итого				132	

Выбор трансформатора напряжения НКФ-110-58У1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$S_{SP} = 142 \text{ ВА}$	Класс точности 0,2	$S_{SP} \leq S_{SN}$
	$S_{SN} = 400 \text{ ВА}$	

Сравнение каталожных и расчетных данных РДЗ-35/3150 НУХП1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 35 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	вруб.лнк = 602,3 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{длн} = 25 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 92,78 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 678,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 678,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Сравнение каталожных и расчетных данных РПД-УЭТМ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} = 110 \text{ кВ}$	$U_{отп} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	вруб.лнк = 286,1 А	вруб.лнк $\leq I_{ном}$
$I_{длн} = 64 \text{ кА}$	$I_{\theta} = 2,52 \text{ кА}$	$I_{\theta} \leq I_{длн}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 38,42 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 38,42 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

				ВКР. 144/028 13.03.02 Сх.			
Имя	Лист	№ докум.	Год	Дата	Выбор оборудования		
Создан	Листы	Коды	СЭ		Лист	Масса	Масштаб
Проектант	Коды	АН			У	Листы	Б
Утвержден	Коды	АН			Разработчик: кафедра Энергетики		
	Ссылка	АН			Масштаб: для фиксации электросхемных и конструктивных связей в архиве ВКР		
	Ссылка	АН			Кафедра Энергетики		

