

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

Факультет энергетический

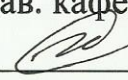
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«14» 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей города Хабаровск в районе подстанции 110/35/6 кВ ЮМР в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель

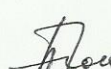
студент группы 542 об 2


_____ 3.06.19
подпись, дата

Д.Е. Дзюба

Руководитель

доцент


_____ 14.06.19
подпись, дата


П.П. Проценко

Консультант по

безопасности и

экологичности


доцент, канд.техн.наук


_____ 13.06.19
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


_____ 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Рубаба

Алишериана Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей города Хабаровска в районе подстанции 110/35/6 кВ АМР в связи с ростом электрических нагрузок
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по предпроектной практике, архивный список Хабаровского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):


Общая характеристика района проектирования; расчет и прогнозирование электрических нагрузок

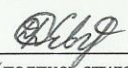
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт, таблицы - 44, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности

А. Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04
(подпись студента) 

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 137 с., 7 рисунков, 44 таблиц, 3 приложения, 35 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе произведен расчет варианта реконструкции подстанции ЮМР. Дано описание подстанции; обоснована целесообразность замены трансформаторов 110/35/6 кВ; произведены расчеты токов короткого замыкания; выбрано и проверено основное электрооборудование: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие и жесткие шины. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для трансформаторов 40 МВ·А, воздушной линии 110 кВ; рассчитаны показатели надежности ОРУ 35 кВ. Проанализированы основные направления развития систем диагностики релейной защиты. Рассмотрены основные требования по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции. Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Общая характеристика района расположения подстанции ЮМР	10
1.1 Характеристика энергосистемы Хабаровского края	10
1.2 Климатическая и географическая характеристика	13
1.3 Описание подстанции ЮМР	17
2 Расчет режимных характеристик потребителей	18
2.1 Общие положения	18
2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических	18
2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для реконструируемой подстанции	22
3 Обоснование целесообразности замены силовых трансформаторов	23
3.1 Общие положения	23
3.2 Построение и преобразование графиков электрических нагрузок	26
3.3 Определение допустимости коэффициентов перегрузки трансформаторов	31
3.4 Проверка трансформаторов по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы с учётом прогнозируемых нагрузок	32
3.5 Расчет потерь электрической энергии в трансформаторах	33
4 Расчет и анализ режимов	34
4.1 Общие положения	34
4.2 Подготовка исходных данных для расчета	36
4.3 Анализ текущего режима	42
4.4 Анализ аварийного режима	47
5 Расчет токов короткого замыкания	49

5.1 Общие сведения	49
5.2 Составление схемы замещения	51
5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	51
5.4 Результаты расчетов тока короткого замыкания	52
6 Выбор и проверка электрооборудования	54
6.1 Общие сведения	54
6.2 Выбор и проверка выключателей	54
6.3 Выбор и проверка разъединителей	57
6.4 Выбор трансформаторов тока	59
6.5 Выбор трансформаторов напряжения	64
6.6 Выбор и проверка токоведущих частей	65
6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	68
6.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	71
6.9 Выбор ограничителей ТСН	73
6.10 Выбор аккумуляторных батарей	74
7 Молниезащита подстанции ЮМР	78
7.1 Общие сведения	78
7.2 Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ	79
7.3 Расчет молниезащиты ПС ЮМР	79
7.4 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	81
8 Защита трансформаторов на ПС ЮМР	82
8.1 Общие сведения	82
8.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов	82
8.3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора	84
8.4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»	86
8.5 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	87
8.6 Расчет уставок максимальной токовой защиты	96

8.7	Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	101
8.8	Газовая защита трансформатора	102
8.9	Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-ТЗ»	103
9	Технико-экономический расчет	105
9.1	Общие положения	105
9.2	Деятельность АО «ДРСК»	106
9.3	Капитальные вложения	108
9.4	Капитальные затраты в реконструкцию ПС ЮМР в связи с заменой трансформаторов	108
9.5	Расчет амортизационных отчислений	111
9.6	Расчет эксплуатационных затрат	111
9.7	Расчет штатной численности персонала	113
9.8	Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ	113
9.9	Определение себестоимости электроэнергии	114
9.10	Оценка экономической эффективности проекта	115
10	Безопасность и экологичность	117
10.1	Безопасность	117
10.2	Экологичность	125
10.3	Чрезвычайные ситуации	131
	Заключение	133
	Библиографический список	134

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

НН – низшее напряжение;

РУ – распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ВЛ – воздушная линия;

ЛЭП – линия электропередач;

РЗА – релейная защита и автоматика;

АВР – автоматический ввод резерва;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Достижение высокого социального и экономического уровня развития Хабаровского края – одна из основных целей макроэкономической политики государства. Чтобы добиться эффективного и быстрого социального и экономического развития Хабаровского края нужно разработать грамотную стратегию. Главной целью стратегии является формирование такой территориальной социально-экономической системы, которая обеспечивала бы высокий жизненный уровень и качество жизни населения для реализации геополитической задачи закрепления населения на Дальнем Востоке на основе формирования и развития высоко конкурентной экономики при соблюдении соответствующих экологических ограничений. Только в этом случае Хабаровский край может быть привлекательным как для эффективных бизнес-структур, так и для тех групп населения, которые отличаются высоким уровнем профессиональной подготовки.

В перспективе до 2030 года одним из ключевых факторов устойчивого роста экономики Хабаровского края станет опережающее развитие электроэнергетики. Развитие электросетевого и теплового хозяйства края обусловлено необходимостью создания условий для подключения новых промышленных предприятий и организаций края, увеличения загрузки уже имеющихся мощностей, надежного снабжения населения края электрической и тепловой энергией с учетом возможного применения альтернативных и возобновляемых источников энергии. Основные мероприятия по модернизации энергосистемы Хабаровского края в целом до 2030 года включают:

- повышение коэффициента использования установленных мощностей на действующем генерирующем оборудовании электростанций Хабаровской энергосистемы;
- перевод на централизованное электроснабжение от Хабаровской энергосистемы населенных пунктов, находящихся в зоне ее действия (в Ни-

колаевском, Нанайском муниципальных районах и районе им. Полины Осипенко);

- перевод на централизованное энергоснабжение от единого генерирующего источника потребителей (в радиусе до 50 км) в муниципальных районах, не обслуживаемых Хабаровской энергосистемой.

Актуальность данной работы заключается в том, что реконструкция ПС 110/35/6 кВ ЮМР позволит урегулировать возможность полноценного обеспечения имеющихся, а также перспективных потребителей электроэнергией.

Целью данного проекта является анализ и модернизация электрических сетей города Хабаровск в районе подстанции 110/35/6 ЮМР в связи с ростом электрических нагрузок, а также обоснование экономической целесообразности реконструкции подстанции.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы решены следующие задачи:

- анализ ЭЭС;
- прогнозирование электрических нагрузок для ПС 110/35/6 кВ ЮМР;
- построение графиков электрических нагрузок;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка электрооборудования;
- выбор релейной защиты и автоматики;
- технико-экономический расчет.

В ходе решения выпускной квалификационной работы были использованы ПВК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office-2010.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЮМР

1.1 Характеристика энергосистемы Хабаровского края

Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области входит в состав ОЭС Востока. В состав системы входит Объединенный энергорайон (далее – ОЭР) и изолировано работающий Николаевский энергорайон.

В состав ОЭС Востока, кроме энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, входят энергосистемы Амурской области, Приморского края и Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон). В таблице 4 представлены основные показатели работы ОЭС Востока, а также энергосистемы Хабаровского края (Объединенного энергорайона) и Еврейской автономной области за 2016 год.

Таблица 1 – Основные показатели работы ОЭС Восток, а также энергосистемы Хабаровского края (Объединенного энергорайона) и Еврейской автономной области за 2016 год

Показатель	ОЭС Востока	Энергосистема Хабаровского края и ЕАО	Доля энергосистемы Хабаровского края и ЕАО, процентов
Максимум нагрузки энергосистемы, МВт	5387,9	1648	30,6
Установленная мощность электростанций, МВт	9186,5	2105,7	22,9
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	33177,3	9785	29,5
Выработка электроэнергии, млн кВт ч	36801,4	8073,1	21,9

*-на час максимума ОЭС Востока за 2016 год

Из представленных данных следует, что на долю энергосистемы Хабаровского края приходится:

- 29,5 процентов потребления электроэнергии ОЭС Востока;
- 30 процентное участие в максимуме нагрузки ОЭС Востока;
- около 23 процентов установленной мощности электростанций ОЭС Востока;
- около 22 процентов общей выработки электроэнергии по ОЭС

Востока.

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета Николаевского энергорайона) за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	8007,9	7995,4	8210,4	8283,8	8295,8	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт ч	-	-12,5	215	73,8	12,0	287,9
Прирост, процентов	-	-0,16	2,69	0,89	0,15	3,6

Потребление электроэнергии энергосистемой Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за 2016 год составило 8295,8 млн кВт·ч, что на 12,0 млн кВт·ч или на 0,15 процента больше, чем в 2015 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Хабаровском крае увеличилось на 287,9 млн кВт·ч или на 3,6 процента. [1]

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	248,5	262,8	279,6	288,6	296,9	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт ч	-	14,3	16,8	9,0	8,3	48,4
Прирост, процентов	-	5,75	6,39	3,22	2,89	19,50

Потребление электроэнергии в Николаевском энергорайоне за 2016 год составило 296,9 млн кВт·ч, что на 8,3 млн кВт·ч или на 2,89 процента больше, чем в 2015 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне увеличилось на 48,4 млн кВт·ч или на 19,5 процента.

На рисунке 2.1 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае (без учета и с учетом Николаевского энергорайона) за последние пять лет.

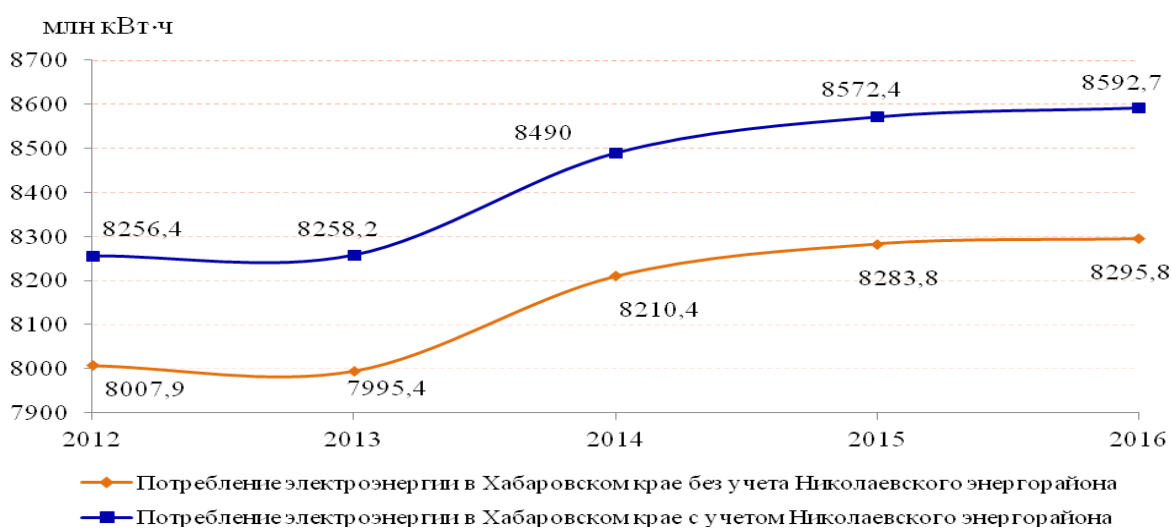


Рисунок 1 - Динамика потребления электроэнергии в Хабаровском крае за последние пять лет (без учета и с учетом Николаевского энергорайона)

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Хабаровский край входит в число крупнейших по размерам административно-территориальных образований РФ, расположен в центральной части российского Дальнего Востока. Территория края простирается с юга на север на 1 800 км, с запада на восток - на 125-750 км.

Расстояние от административного центра, до Москвы по железной дороге - 8 533 км, а по воздуху - 6 075 км.

Общая численность населения края составляет 1,9 млн. человек, средняя плотность - 2,2 чел/кв.км - одна из самых низких среди всех субъектов Федерации.

Хабаровск является главным и самым крупным городом на территории Хабаровского края.

Распределение населения по территории края крайне неравномерно: наиболее плотно заселена южная часть (Бикинский район - 11,8 чел/км²), наименее плотно - северная (Аяно-Майский район - 0,03 чел/км²). 78% населения проживает в городах и 22% - в сельской местности.

В настоящее время Хабаровский край включает в себя 236 муниципальных образований: 29 городских поселений, 188 сельских поселений, 2 городских округа (Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре), 17 муниципальных районов.

Наиболее крупные города:

Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре, Амурск, Советская Гавань, Николаевск-на-Амуре.

В экономике края ведущую роль играет промышленность (60% совокупного регионального продукта). Край вырабатывает 22% промышленной продукции всего Дальнего Востока и 1,2% промышленной продукции России. Основными отраслями являются машиностроение и металлообработка, пищевая промышленность, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, промышленность строительных материалов.

Удельный вес продукции лесного комплекса в общем объеме промышленной продукции края оценивается в 3%. Хабаровский край производит 44% всей деловой древесины, заготавливаемой на Дальнем Востоке, 35% пиломатериалов, 63% целлюлозы, 44% древесно-стружечных плит, 65% картона.

Основные предприятия комплекса сосредоточены в его южной и центральной частях и тяготеют к железнодорожным транспортным магистралям и морскому побережью.

В тоже время за последние 10 лет лесной комплекс края пережил серьезный спад: объем вывозки древесины сократился в 3,5 раза, производство пиломатериалов - в 11 раз, древесных плит - в 8 раз. Структура лесопромышленного производства края характеризуется крайне низким уровнем переработки древесного сырья. Круглый деловой лес (пиловочник, фанерный кряж и балансы) почти полностью направляются на экспорт. Это ставит экономику лесного комплекса в полную зависимость от конъюнктуры цен на зарубежных рынках, и, прежде всего, Японии.

Край омывается водами Охотского и Японского (Татарский пролив) морей. Протяженность береговой линии (включая острова, крупнейшие из которых Шантарские) - 3390 километров.

На побережье Татарского пролива выделяются удобные для сооружения портов акватории - залив Чихачева, бухта Ванино и особенно - уникальный комплекс глубоководных, хорошо защищенных и обширных бухт, образующих залив Советская Гавань. Этот залив, а также соседняя бухта Ванино, доступны для судов и в зимний период.

Для края характерна хорошо развитая речная сеть. Большая ее часть относится к бассейну Тихого океана (реки Амурского бассейна), меньшая - к бассейну Ледовитого океана (реки Ленского бассейна).

Территория края на севере отстоит на 430 км от Северного полярного круга, а южная оконечность находится на параллели, проходящей севернее

острова Хоккайдо и американского города Портленда и немного южнее Ростова-на-Дону.

Хабаровский край имеет общие границы со всеми административными единицами Дальнего Востока или, по крайней мере, выходы к ним. На Западе он граничит с Амурской областью, на северо-западе-с Республикой Саха (Якутия), на севере – с Магаданской областью, на востоке-с Сахалинской областью, от которой его отделяют воды Татарского пролива, пролива Невельского и Амурского лимана, на юге- с Приморским краем и на юго-западе – с Китайской Народной республикой. Граница с Китаем проходит по реке Уссури, протоки Казакевичево, затем по Амуру. Протяженность ее составляет сотни километров. Граница Хабаровского края имеет выход в Тихий океан через Охотское море. Через основной морской порт Хабаровского края-Ванино осуществляются транспортно- экономические связи с Магаданской и Сахалинской областями. Экономико-географическое положение Хабаровского края очень своеобразно. С одной стороны, это наиболее отделенный от Центра России район, связи с которым очень затруднены: до сих пор единственным сухопутным путем остается Транссибирская магистраль, с другой стороны - это выход России к Тихому океану, к быстро развивающемуся сейчас Азиатско-Тихоокеанскому региону, где проживает более половины населения мира.

Основные ограничения развития Хабаровского края связаны с транспортными проблемами, вызванными недостаточно развитой системой внутриобластных коммуникаций. Следующий комплекс проблем связан с сильной зависимостью экономики региона от финансового положения одного предприятия - КНАПО. Также препятствует развитию региона значительная доля теневой экономики в структуре доходов населения. Перспективы развития Хабаровского края определяются усовершенствованием транспортной сети региона, сокращением зависимости от одного крупного товаропроизводителя путем диверсификации производства в машиностроении, развитием сельского хозяйства края для

обеспечения продовольственной независимости от других регионов. Привлекательным для края направлением развития является рекреационная деятельность.

Территория Хабаровского края относится к Амуру-Уссурийскому климатическому району, который входит в Тихоокеанскую муссонную область умеренной зоны. Климат в целом характеризуется как летне-теплый (сумма температур за вегетационный период 2500°C) и влажный (индекс сухости $0,45-1,00$) с умеренно суровой малоснежной зимой. Климатические показатели в разных частях в зависимости от высоты над уровнем моря, экспозиции, крутизны и протяженности горных склонов, ветрового режима и температурных инверсий различаются между собой.

Наиболее благоприятны климатические условия в предгорной местности и в среднем горном поясе до высоты $400-500$ м н.у.м. Здесь средняя годовая температура $1,4^{\circ}\text{C}$, продолжительность безморозного периода $-150-160$ дней, вегетационного $-140-150$. Средняя температура января $-1-18^{\circ}\text{C}$, июля $19-20^{\circ}\text{C}$. Сумма положительных температур за вегетацию $2400-2500^{\circ}$. Общая годовая сумма осадков $-600-700$ мм.

В верхнем горном поясе (выше 600 м над ур. моря), где распространены пихтово-еловые и каменно-березовые леса, климат более суров и контрастен. Средняя годовая температура воздуха $-3,2^{\circ}$, средняя температура января $-20-23^{\circ}$, июля $14-16^{\circ}$, продолжительность безморозного периода $-110-120$ дней, вегетационного $-90-100$.

Сумма положительных температур за вегетацию $1300-1400^{\circ}$. Годовая сумма осадков $-900-1000$ мм. Так же суровы местные климатические условия и на равнинных участках, где безморозный период почти на месяц короче, чем в предгорьях и в среднем поясе гор. На участках маревого ландшафта под заболоченными лиственничниками и сырыми закочкареными вейниково-осоковыми лугами имеется длительносезонная мерзлота.

1.3 Описание подстанции ЮМР

Подстанция ЮМР является проходной. Она имеет три ступени напряжения - 110, 35 и 6 кВ.

На сегодняшний день на подстанции установлены:

- два трансформатора типа 2×ТДТН-25000/110;

Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 35 и 6 кВ.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено комплексным (КРУ).

ОРУ 110 кВ ПС ЮМР запитывается по ВЛ 110 кВ от Хабаровской ТЭЦ-1;

ОРУ 35 кВ ПС ЮМР выполнены по схеме - одна рабочая секционированная с выключателем система шин. От ОРУ 35 кВ отходят 4 линии (тупиковая - двухцепная ВЛ к ПС Ильинка; тупиковая - двухцепная ВЛ к ПС СТ).

2 РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1 Общие положения

Целью данного пункта является расчёт вероятностно-статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под среднеквадратичной (эффективной) мощностью понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{cp}} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{cp}} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}),$$

где P_{max} , Q_{max} – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}},$$

где K_3 – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [6].

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{min} аналогична вычислению максимальной мощности.

$$P_{min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{min}, \quad (4)$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где P_{min}, Q_{min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2018 года и представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВт
1	2	3
МЖК	12,4	4,96
АК	33,7	13,56
ЮМР	35,5	8,60
Ильинка	6,50	2,60
СТ	6,20	2,48
Бройлерная	7,60	3,04

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{max} = 1,2$, $k_{min} = 0,3$.

Расчёт для ПС ЮМР:

$$P_{cp.ЮМР} = \frac{P_{max.ЮМР}}{k_{max}} = \frac{35,5}{1,2} = 29,58 \quad \text{МВт.}$$

$$P_{эф.ЮМР} = P_{cp.ЮМР} \cdot k_{\phi} = 29,58 \cdot 1,17 = 34,61 \quad \text{МВт.}$$

Вероятностные характеристики для всех остальных ПС для зимы и для лета сведены в приложение 3, подробный расчёт приведён в приложении А.

Вероятностные характеристики занесены в таблице 5, подробный расчёт приведён в приложении А.

Таблица 5 - Вероятностные характеристики

ПС	Время года	Активная мощность				Реактивная мощность			
		$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МЖК	Зима	10,33	12,09	-	3,10	4,13	4,83	-	1,24
	Лето	8,78	10,27	10,54	2,64	3,51	4,11	4,22	1,05
АК	Зима	28,08	32,85	-	8,43	11,2	13,1	-	3,37
	Лето	23,81	27,86	28,65	7,16	9,55	11,2	11,46	2,86
ЮМР	Зима	29,58	34,61	-	8,88	7,20	8,42	-	2,15
	Лето	25,15	29,40	30,18	7,50	6,10	7,14	7,31	1,83
Ильинка	Зима	5,42	6,34	-	1,63	2,17	2,54	-	0,65
	Лето	4,60	5,38	5,53	1,38	1,84	2,15	2,21	0,55
СТ	Зима	5,17	6,05	-	1,55	2,07	2,42	-	0,62
	Лето	4,39	5,14	5,27	1,32	1,76	2,06	2,11	0,53
Бройлерная	Зима	6,33	7,41	-	1,90	2,53	2,96	-	0,76
	Лето	5,38	6,29	6,46	1,62	2,15	2,50	2,58	0,65

Таким образом, рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования. Подробный расчёт приведён в приложении А.

Так как выбор технических решений осуществляется на перспективу, требуется прогнозирование нагрузок на год ввода объектов.

2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для реконструируемой подстанции

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (5)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,045 [7].

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов для ПС ЮМР:

$$P_{\text{max.прог}} = 35,5 \cdot (1 + 0.045)^5 = 44,24 \text{ МВт.}$$

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 4, пункта 2.2.

Таким образом, по исходным данным, мы определили прогнозируемые вероятностные характеристики ПС 110/35/6 ЮМР. Подробный расчёт приведён в приложении А.

3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ЗАМЕНЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Общие положения

Согласно имеющимся данным о перспективном развитии Хабаровского края предполагается реконструкция ПС ЮМР в связи с ростом электрических нагрузок, а также потому, что значительная часть трансформаторов на ПС 35 – 110 кВ г. Хабаровска и прилегающих муниципальных районов эксплуатируется также свыше нормативного срока (25 и более лет). В первую очередь требуют замены трансформаторы, которые эксплуатируются более 35 лет на подстанциях 110 кВ – "АК", "Ц", "ЮМР".

Выбор номинальной мощности трансформаторов и оценка допустимости возникающих в эксплуатации режимов перегрузок осуществляется с учетом нагрузочной способности трансформаторов.

Нагрузочная способность трансформаторов характеризуется допустимыми систематическими и аварийными перегрузками, нормированными ГОСТ 14209-85, которые определяются внутренними (тип трансформатора, его номинальная мощность, вид системы охлаждения, класс напряжения и др.) и внешними (температура окружающей среды, суточный (годовой) графики электрических нагрузок и др.) факторами.

Номинальная мощность трансформатора представляет собой полную мощность (нагрузку) $S_{т.ном}$, которую трансформатор может нести непрерывно в течение нормированного срока службы при номинальных условиях (номинальное напряжение, частота и температура охлаждающей среды $U_{охл. ном} = 20^{\circ}C$). При этом температура наиболее нагретой точки обмотки и температура масла в верхних слоях не выходят за установленные ГОСТ 14209-85 пределы.

Систематические перегрузки не ведут к сокращению срока службы изоляции трансформатора, допустимы в течение всего срока службы и,

следовательно, могут быть отнесены к нормальному режиму. Они могут иметь место при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора или в условиях изменения температуры охлаждающей среды при постоянной нагрузке.

Максимальные допустимые систематические перегрузки учитываются при выборе номинальной мощности трансформаторов на многотрансформаторной подстанции при ремонте одного из трансформаторов по условию:

$$S_{\text{т.ном}} \geq S_2 / K_{2\text{доп}}, \quad (6)$$

где S_2 – максимальная нагрузка эквивалентного двухступенчатого суточного графика электрических нагрузок;

$K_{2\text{доп}}$ – максимальная допустимая систематическая перегрузка АТС (должна быть меньше 1,5).

$$K_2 = S_{\text{нт}} / S_{\text{т.ном}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{нт}}$ – нагрузка трансформатора.

$K_2 > 2$ – не допускается, $K_2 > 1,5$ – должна быть согласована с заводом изготовителем.

Аварийные перегрузки допускаются при аварийных ситуациях, когда требуется обеспечить электроснабжение потребителей ценой уменьшения срока службы трансформатора. Допустимы такие перегрузки ограниченное время (не более 5 суток).

Аварийные перегрузки учитываются при выборе $S_{\text{т.ном}}$ на многотрансформаторной подстанции.

Учет допустимости аварийной перегрузки осуществляется по условию:

$$S_{\text{т.ном}} \geq S_2 / K_{2\text{доп}}, \quad (8)$$

где S_2 – максимальная нагрузка эквивалентного двухступенчатого суточного графика электрических нагрузок;

$K_{2\text{доп}}$ – максимальная допустимая аварийная перегрузка АТС.

Необходимые значения $K_{2\text{доп}}$ как для систематических, так и аварийных перегрузок проще всего определять по таблицам для максимально допустимых систематических перегрузок и соответственно для допустимых аварийных перегрузок АТС (ГОСТ 14209-85 – приведены в таблице 1.36 [6]). Таблицы составлены для трансформаторов мощностью до 100 МВА включительно с системами охлаждения М и Д, ДЦ и Ц, работающих при фиксированной температуре охлаждающей среды по эквивалентному двухступенчатому графику нагрузки с начальной загрузкой K_1 , перегрузкой K_2 продолжительностью h , ч. Зная эквивалентную температуру охлаждающей среды $\nu_{\text{охл}}$ за время действия эквивалентного двухступенчатого графика электрических нагрузок с параметрами K_1 , K_2 и h по таблице 1.36 [6] для допустимых аварийных перегрузок (или для максимальных систематических перегрузок) определяются значения $K_{2\text{доп}}$. Если $K_{2\text{доп}} \geq K_2$, то перегрузка допустима.

Допустимые аварийные перегрузки указаны для трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно мощностью не более 100 МВА, но могут использоваться и для определения аварийных перегрузок трансформаторов классов напряжения более 110 кВ мощностью не более 100 МВА. В этом случае необходимо увеличить температуру охлаждающей среды на 20 °С относительно заданной (исходной). При использовании таблиц допустимых систематических перегрузок этого делать не требуется: принимается заданная температура охлаждающей среды [6].

Ниже рассматриваются следующие вопросы: построение и преобразование в эквивалентные двухступенчатые графики зимних (летних) графиков максимальных электрических нагрузок на 2018 г.; определение аварийных (зимних) и систематических (летних) коэффициентов перегрузки

трансформаторов 110/35/6 мощностью 25 МВА; доказывається необходимость их замены на больший габарит.

3.2 Построение и преобразование графиков электрических нагрузок

Построение суточных графиков электрических нагрузок будем производить с помощью характерных ступенчатых графиков активной и реактивной мощности, отражающих изменения потребляемой мощности в течение суток или года. Для ПС ЮМР эти графики в относительных величинах приведены в таблице 1.

Значения активной $P^{(t1-t2)}$ и реактивной $Q^{(t1-t2)}$ мощностей в каждый интервал времени суток $t1-t2$ при этом определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P^{(t1-t2)} &= P_*^{(t1-t2)} \cdot P_{\max} ; \\ Q^{(t1-t2)} &= Q_*^{(t1-t2)} \cdot Q_{\max} , \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

где $P_*^{(t1-t2)}$ и $Q_*^{(t1-t2)}$ - соответственно относительные значения активной и реактивной мощностей в интервал времени $t1-t2$;

P_{\max} и Q_{\max} - соответственно максимальные значения активной и реактивной мощностей в течении суток.

Согласно проекту перспективного развития АО “ДРСК” “Хабаровские электрические сети” к 2023 г. трансформаторы подстанции ЮМР будут нести следующие нагрузки:

зимний максимум: 45+j18 МВА;
летний максимум: 38+j16 МВА;

Таблица 6 – Суточные графики нагрузок трансформаторов 110/35/6 кВ (в относительных единицах)

Часы суток	Относительные мощности нагрузки			
	Зима		Лето	
	P*	Q*	P*	Q*
1	2	3	4	5
0-1	0,99	0,99	0,99	0,99
1-2	0,96	0,96	1	1
2-3	1	1	1	1
3-4	0,92	0,92	1	1
4-5	1	1	0,99	0,99
5-6	0,73	0,73	0,91	0,91
6-7	0,98	0,98	0,86	0,86
7-8	0,92	0,92	0,93	0,93
8-9	0,95	0,95	0,91	0,91
9-10	1	1	0,92	0,92
10-11	0,95	0,95	0,99	0,99
11-12	1	1	1	1
12-13	0,83	0,83	1	1
13-14	1	1	0,99	0,99
14-15	1	1	0,99	0,99
15-16	0,99	0,99	1	1
16-17	1	1	0,99	0,99
17-18	0,75	0,75	0,98	0,98
18-19	0,91	0,91	0,97	0,97
19-20	1	1	0,98	0,98
20-21	0,83	0,83	0,99	0,99
21-22	1	1	1	1
22-23	1	1	1	1
23-24	0,85	0,85	1	1

Полная мощность на выводах 35-6 кВ ТР определяется в этом случае как:

$$S_{TC} = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (10)$$

К примеру для интервала времени 0-1 ч. для зимних суток:

$$P^{(0-1)} = P_*^{(0-1)} \cdot P_{\max} = 0,99 \cdot 35,5 = 35,15 \text{ МВт},$$

$$Q^{(0-1)} = Q_*^{(0-1)} \cdot Q_{\max} = 0,99 \cdot 8,64 = 8,50 \text{ Мвар},$$

Мощность на выводах 35 - 6 кВ трансформаторов:

$$S_{\text{мп}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{35,10^2 + 8,50^2} = 36,10 \text{ МВА}.$$

Аналогично, по заданным значениям P_* и Q_* , приведенным в таблице 6, определяем значения нагрузок в именованных единицах для зимних и летних суток (таблица 7).

Таблица 7 – Зимние суточные графики нагрузок автотрансформаторов связи 220/110 кВ

Часы суток	Мощность нагрузки трансформаторов					
	Зима			Лето		
	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
0-1	35,10	8,50	36,10	18,40	7,30	19,80
1-2	34,10	8,25	35,10	18,60	7,40	20,00
2-3	35,50	8,60	36,50	18,60	7,40	20,00
3-4	32,70	7,90	33,60	18,60	7,40	20,00
4-5	35,50	8,60	36,50	18,40	7,30	19,80
5-6	25,90	6,30	26,60	16,90	6,70	18,20
6-7	34,80	8,40	35,80	16,00	6,40	17,20
7-8	32,70	7,90	33,60	17,30	6,90	18,60
8-9	33,70	8,20	34,70	16,90	6,70	18,20
9-10	35,50	8,60	36,50	17,10	6,80	18,40
10-11	33,70	8,20	34,70	18,40	7,30	19,80
11-12	35,50	8,60	36,50	18,60	7,40	20,00
12-13	29,50	7,10	30,30	18,60	7,40	20,00
13-14	35,50	8,60	36,50	18,40	7,30	19,80
14-15	35,50	8,60	36,50	18,40	7,30	19,80
15-16	35,10	8,50	36,10	18,60	7,40	20,00
16-17	35,50	8,60	36,50	18,40	7,30	19,80

17-18	26,60	6,50	27,40	18,20	7,25	19,60
18-19	32,30	7,80	33,20	18,00	7,20	19,40
19-20	35,50	8,60	36,50	18,20	7,20	19,60
20-21	29,50	7,10	30,30	18,40	7,30	19,80
21-22	35,50	8,60	36,50	18,60	7,40	20,00
22-23	35,50	8,60	36,50	18,60	7,40	20,00
23-24	30,20	7,30	31,10	18,60	7,40	20,00

Графики электрических нагрузок $S_{тр.} = f(t)$ приведены в приложении 1 (рис. П.1.1 и П.1.2 - соответственно зимние и летние графики нагрузок).

Преобразование исходных графиков электрических нагрузок в эквивалентные двухступенчатые осуществляем по методике, изложенной в ГОСТ 14209-85.

Начальная загрузка ($K_1 = S_1/S_{т. ном}$) эквивалентного графика определяется выражением:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном.т}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum \cdot t_i}}, \quad (11)$$

где $S_{ном.т} = 25$ МВА – номинальная мощность проверяемого трансформатора;

S_i – ординаты ступеней суточного графика для которых $S_i < S_{ном.т}$;

t_i – продолжительность такой ступени, ч.

Перегрузка K_2 и ее продолжительность h для эквивалентного графика определяется следующим образом.

Предварительно рассчитывается перегрузка:

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном.т}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum \cdot t_i}}, \quad (12)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}} = 25$ МВА – номинальная мощность проверяемого трансформатора;

S_i – ординаты ступеней суточного графика для которых $S_i > S_{\text{НОМ.}}$;

t_i – продолжительность такой ступени, ч.

Если $K_2' \geq (0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot S_{\text{max}} / S_{\text{Т.НОМ}})$, то принимают $K_2 = K_2'$ и $h = h'$.

Если $K_2' < 0,9 \cdot K_{\text{max}}$, то $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, а h определяется по формуле:

$$h = (K_2')^2 \cdot h' / (0,9 \cdot K_{\text{max}})^2. \quad (13)$$

Для зимнего графика нагрузок: так как везде $S_i > S_{\text{Т.НОМ}}$, то определяем только коэффициент перегрузки:

Предварительно ($h' = 24$ часа):

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{36,10^2 \cdot 2 + 35,10^2 + 36,50^2 \cdot 10 + 33,60^2 \cdot 2 + 26,60^2 +}{24}} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{+36,80^2 + 34,70^2 \cdot 2 + 30,30^2 \cdot 2 + 27,40^2 + 33,20^2 + 31,10^2}{24} = 1,4.$$

$$0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot S_{\text{max}} / S_{\text{Т.НОМ}} = 0,9 \cdot 36,5 / 25 = 1,31$$

Так как $K_2' \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}}$, то принимаем $K_2 = K_2' = 1,4$ (35 МВА) и $h = h' = 24$ часа.

Для летнего графика нагрузки:

Начальная загрузка эквивалентного двухступенчатого графика:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{17,20^2}{1}} = 0,69.$$

Или $0,69 \cdot 25 = 17,25$ МВА.

Предварительное значение перегрузки ($h' = 23$ часа):

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном.т}}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}} = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{19,80^2 \cdot 7 + 20,00^2 \cdot 9 + 18,20^2 \cdot 2 + 18,60^2 + 18,40^2 + 19,60^2 \cdot 2 + 19,40^2}{23}} = 0,78$$

$$0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot S_{\text{max}} / S_{\text{т.ном}} = 0,9 \cdot 20 / 25 = 0,72,$$

так как $K_2' > 0,9 \cdot K_{\text{max}}$, то принимаем $K_2 = K_2' = 0,78$ (19,5 МВА) и $h = h' = 23$ часа.

Эквивалентные двухступенчатые графики электрических нагрузок приведены в приложении 1 (рис. 1 и 2 - соответственно для зимнего и летнего максимумов).

3.3 Определение допустимости коэффициентов перегрузки трансформаторов

По таблице 1.37 [6] определяем эквивалентные зимнюю и летнюю температуры: соответственно $-19,6$ °С и $+19,7$ °С. С учетом рекомендаций, изложенных в п. 3.1 получим $u_{\text{охл}}$ для зимы -0 °С, для лета $+19,7$ °С.

Полученная аварийная зимняя перегрузка, равная 1,4, допускается согласно таблице 1.36 [6] в течении 24 часов, т.е. данный режим допустим. Летняя систематическая перегрузки, равная 1,02, допускается согласно таблице 1.36 в течении 12 часов, что больше длительности перегрузки (7,5 часов), т.е. летний режим также допустим.

На основании анализа результатов проведенных расчетов можно сказать следующее: полученные коэффициенты загрузки трансформаторов 25 МВА являются допустимыми в период летнего максимума нагрузки при аварийном отключении одного из трансформаторов, но при этом крайне недопустимыми в период зимнего максимума нагрузки при выводе одного из трансформаторов в ремонт.

Согласно плану перспективного развития нагрузка на ПС 110/35/6 ЮМР с учётом прогнозируемой составит 142 %, что подтверждает необходимость в замене трансформаторов на больший габарит (40 МВА), что

полностью согласуется с планом перспективного развития АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» на 2018 г. с перспективой до 2022 г. На подстанции 110/35/6 будут установлены два трансформатора ТДТН 40000/110.

3.4 Проверка трансформаторов по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы с учётом прогнозируемых нагрузок

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (14)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

На подстанции ЮМР значение коэффициента загрузки составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{2 \cdot 40} = 0,6.$$

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (15)$$

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{(2-1) \cdot 40} = 1,21 \leq 1,4.$$

Исходя из проведённых расчётов, трансформаторы, как в номинальном, так и в послеаварийном режимах, полностью обеспечивают питание энергией всех потребителей.

3.5 Расчет потерь электрической энергии в трансформаторах

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Определим потери в трансформаторах. Нагрузочные потери рассчитаем по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Условно-постоянные потери для трансформаторов – это потери холостого хода в течение всего года. Потери электрической энергии определяются по эффективным мощностям.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г, \quad (16)$$

где $P_{\text{ЭФ}}$, $Q_{\text{ЭФ}}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов.

Рассчитав по этим формулам потери для трансформаторов:

$$\Delta W = 4315 + 1375 = 5690 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

4.1 Общие сведения

Для расчета установившихся режимов воспользуемся ПВК «RastrWin3».

Программный комплекс «RastrWin3» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. «RastrWin3» используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [12]. Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Например, электрическая станция может быть представлена двумя узлами – шины генераторного напряжения и шины за трансформатором. Узел в исходных данных программы соответствует электрическим шинам. Номер узла должен быть уникальным положительным числом, сквозная нумерация необязательна;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

В данном пункте выполняется расчет и анализ установившихся режимов электрической сети Хабаровского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к условиям реальным электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 13109-97 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящей ВКР для расчета режимов использована программа RastrWin3.

Выполнив названные выше операции перейдем к расчету установившегося режима. Схема существующей электрической сети приведена на листе 1.

4.2 Подготовка исходных данных для расчета

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3, которая в отличие от SDO6 не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной Rastr.

Активное сопротивление линии [4]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (17)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (18)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК SDO-6 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (19)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [4]:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (20)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (21)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (22)$$

K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} - соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} - соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой для программы Rastr изображена на рисунке 2:

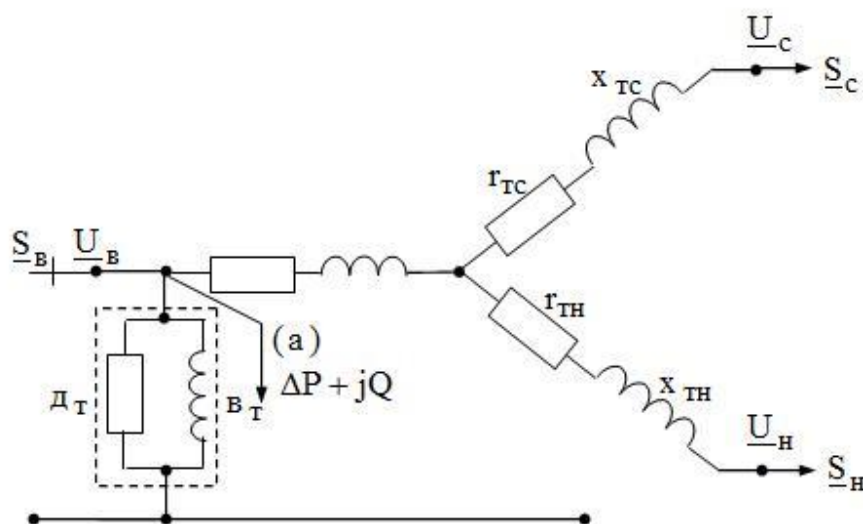


Рисунок 2 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

В таблицах 6, 7 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

Таблица 8 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$	$P_{н}$	$Q_{н}$	$P_{г}$	$Q_{г}$	$V_{зд}$	V
База	1	ХТЭЦ Г1 НН	10	0	0	12	29	10.5	10.5
Ген	2	ХТЭЦ Г2 НН	10	0	0	70	29	10.5	10.5
Ген	3	ХТЭЦ Г3 НН	10	0	0	70	29	10.5	10.5
Ген	4	ХТЭЦ Г4 НН	6	0	0	35	34	6	6
Нагр	5	ХТЭЦ ОРУ 110	110	0	0	0	0	0	125
Нагр	6	оп 11 1	110	0	0	0	0	0	120
Нагр	7	оп 11 2	110	0	0	0	0	0	120
Нагр	100	оп 49 1	110	0	0	0	0	0	119
Нагр	200	оп 49 2	110	0	0	0	0	0	119
Нагр	8	ПС МЖК ВН	110	0	0	0	0	0	120
Нагр	9	ПС МЖК НН	6	16	6.4	0	0	0	6

Продолжение таблицы 8

Нагр	11	ПС АК ВН	110	0	0	0	0	0	119
Нагр	12	ПС АК нейтр 1	110	25	10	0	0	115	114
Нагр	15	ПС АК нейтр 2	110	25	10	0	0	115	114
Нагр	17	ПС АК НН	6	10	0.4	0	0	0	6
Нагр	400	ПС АК СН	35	0	0	0	0	0	36
Нагр	18	ПС ЮМР ВН	110	0	0	0	0	0	123
Нагр	19	ПС ЮМР нейт 1	110	25	10	0	0	115	115
Нагр	21	ПС ЮМР НН	6	10	4	0	0	0	6.
Нагр	22	ПС ЮМР нейт 2	110	25	10	0	0	115	115
Нагр	300	ПС ЮМР СН	35	10	4	0	0	0	36
Нагр	25	ПС ИЛЬИН ВН	35	0	0	0	0	36.8	36
Нагр	27	ПС ИЛЬИН НН	6	6.3	2.5	0	0	0	6
Нагр	500	оп 14 1	35	0	0	0	0	0	36
Нагр	600	оп 14 2	35	0	0	0	0	0	36
Нагр	28	ПС СТ ВН	35	0	0	0	0	36.8	36
Нагр	30	ПС СТ НН2	6	6.3	2.5	0	0	0	6
Нагр	31	ОСШ	110	0	0	0	0	0	124
Нагр	32	оп 18 1	110	0	0	0	0	0	123
Нагр	33	оп 18 2	110	0	0	0	0	0	123
Нагр	34	ПС БРОЙ ВН	110	0	0	0	0	0	123
Нагр	35	ПС БРОЙ нейт 1	110	6.3	2.5	0	0	115	110
Нагр	36	ПС БРОЙ СН	35	6.3	2.5	0	0	0	34
Нагр	38	ПС БРОЙ нейт 2	110	6.3	2.5	0	0	115	110
Нагр	40	ПС БРОЙ НН	10	6.3	2.5	0	0	0	10

Параметры ветвей заданы в таблице 9

Таблица 9 - Параметры ветвей схемы замещения

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	B	Kт/г	I _{max}
Тр-р	5	1	ХТЭЦ ОРУ 110 - ХТЭЦ Г1 НН	0.37	12	47	0.082	141
Тр-р	5	2	ХТЭЦ ОРУ 110 - ХТЭЦ Г2 НН	0.37	12	47	0.082	341
Тр-р	5	3	ХТЭЦ ОРУ 110 - ХТЭЦ Г3 НН	0.37	12	47	0.082	341
Тр-р	5	4	ХТЭЦ ОРУ 110 - ХТЭЦ Г4 НН	0.71	19	33	0.046	217
ЛЭП	5	6	ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 1	1.46	38	-7	0	149

Продолжение таблицы 9

ЛЭП	5	7	ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 2	1.46	38	-7	0	149
ЛЭП	6	8	оп 11 1 - ПС МЖК ВН	0.1	0.1	-0.1	0	42
Тр-р	8	9	ПС МЖК ВН - ПС МЖК НН	14.7	15	8	0.054	42
ЛЭП	7	8	оп 11 2 - ПС МЖК ВН	0.1	0.1	-0.1	0	42
Тр-р	8	9	ПС МЖК ВН - ПС МЖК НН	14.7	15	8	0.054	42
ЛЭП	6	100	оп 11 1 - оп 49 1	1.41	2	-0.2	0	107
ЛЭП	7	200	оп 11 2 - оп 49 2	1.41	2	-0.2	0	107
ЛЭП	100	11	оп 49 1 - ПС АК ВН	0.2	0.2	-0.3	0	107
Тр-р	11	12	ПС АК ВН - ПС АК нейтр 1	1.5	57	13	1	108
Тр-р	12	400	ПС АК нейтр 1 - ПС АК СН	1.5	0	13	0.318	55
Тр-р	12	17	ПС АК нейтр 1 - ПС АК НН	1.5	36	13	0.054	26
ЛЭП	200	11	оп 49 2 - ПС АК ВН	0.2	0.2	-0.3	0	107
Тр-р	11	15	ПС АК ВН - ПС АК нейтр 2	1.5	57	13	1	108
Тр-р	15	400	ПС АК нейтр 2 - ПС АК СН	1.5	0	13	0.318	54
Тр-р	15	17	ПС АК нейтр 2 - ПС АК НН	1.5	37	13	0.054	25
ЛЭП	5	31	ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	0.26	2	-0.1	0	350
ЛЭП	5	31	ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	0.26	2	-0.1	0	350
ЛЭП	31	32	ОСШ - оп 18 1	0.75	1	-0.08	0	350
ЛЭП	31	33	ОСШ - оп 18 2	0.75	1	-0.08	0	350

Продолжение таблицы 9

ЛЭП	32	18	оп 18 1 - ПС ЮМР ВН	0.56	1	-0.06	0	279
ЛЭП	33	18	оп 18 2 - ПС ЮМР ВН	0.56	1	-0.06	0	279
Тр-р	18	19	ПС ЮМР ВН - ПС ЮМР нейт 1	1.5	35	18	1	280
Тр-р	19	300	ПС ЮМР нейт 1 - ПС ЮМР СН	0.8	0	18	0.318	117
Тр-р	19	21	ПС ЮМР нейт 1 - ПС ЮМР НН	0.8	22	18	0.054	27
Тр-р	18	22	ПС ЮМР ВН - ПС ЮМР нейт 2	0.8	35	18	1	280
Тр-р	22	300	ПС ЮМР нейт 2 - ПС ЮМР СН	0.8	0	18	0.318	117
Тр-р	22	21	ПС ЮМР нейт 2 - ПС ЮМР НН	0.8	22	18	0.054	27
ЛЭП	300	25	ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИН ВН	0.168	0.3	0.017	0	56
ЛЭП	300	25	ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИН ВН	0.17	0.3	0	0	56
Тр-р	25	27	ПС ИЛЬИН ВН - ПС ИЛЬИН НН	14.7	15	4	0.17	56
Тр-р	25	27	ПС ИЛЬИН ВН - ПС ИЛЬИН НН	14.7	15	4	0.17	56
ЛЭП	300	500	ПС ЮМР СН - оп 14 1	0.45	1	0	0	58
ЛЭП	300	600	ПС ЮМР СН - оп 14 2	0.45	1	0	0	58
ЛЭП	500	28	оп 14 1 - ПС СТ ВН	0.006	0.01	0	0	56
ЛЭП	600	28	оп 14 2 - ПС СТ ВН	0.006	0.01	0	0	56
Тр-р	28	30	ПС СТ ВН - ПС СТ НН2	14.7	15	4	0.17	56
Тр-р	28	30	ПС СТ ВН - ПС СТ НН2	14.7	15	4	0.17	56
ЛЭП	300	400	ПС ЮМР СН - ПС АК СН	0.57	1	-0.06	0	172

ЛЭП	300	400	ПС ЮМР СН - ПС АК СН	0.57	1	-0.1	0	172
ЛЭП	32	34	оп 18 1 - ПС БРОЙЛЕРНАЯ ВН	0.2	1	-12	0	72
Тр-р	34	35	ПС БРОЙ ВН - ПС БРОЙ нейт 1	9.7	226	8	1	73
Тр-р	35	36	ПС БРОЙ нейт 1 - ПС БРОЙ СН	9.7	0	8	0.32	18
Тр-р	35	40	ПС БРОЙ нейт 1 - ПС БРОЙ НН	9.7	131	8	0.09	18
ЛЭП	33	34	оп 18 2 - ПС БРОЙ ВН	0.2	1.3	-12	0	72
Тр-р	34	38	ПС БРОЙ ВН - ПС БРОЙ нейт 2	9.7	226	6	1	73
Тр-р	38	36	ПС БРОЙ нейтр 2 - ПС БРОЙ СН	9.7	0	6	0.32	18
Тр-р	38	40	ПС БРОЙ нейтр 2 - ПС БРОЙ НН	9.7	131	6	0.09	18

Сопровитления линий рассчитывались в программе Mathcad 15 и приведены в приложении.

4.3 Анализ текущего режима

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 10 - 11 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

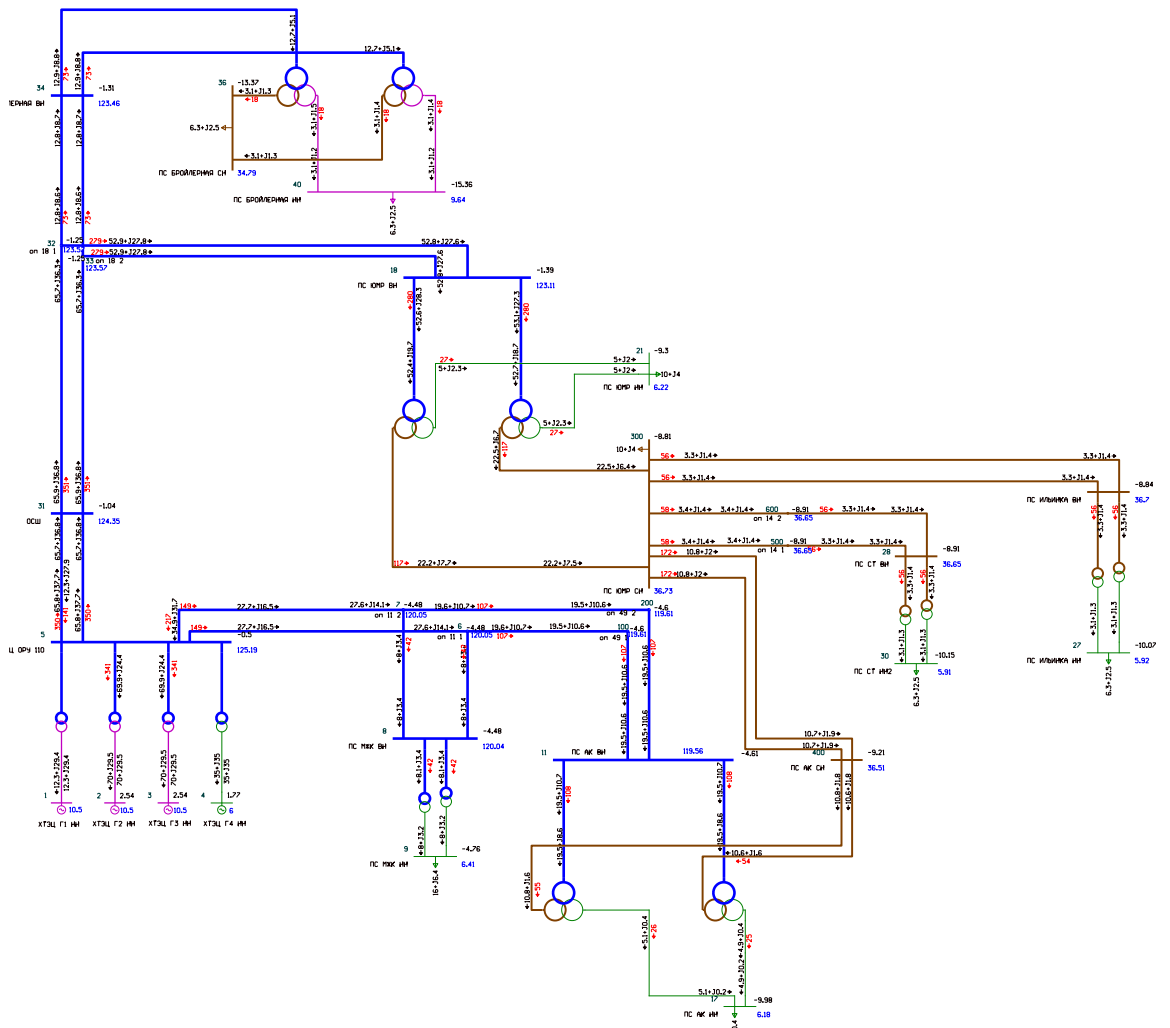


Рисунок 3 – Схема нормального режима RastrWin

Таблица 10 – Расчетные значения токов схемы

Название	$I_{нач}$	$I_{кон}$	I_{max}
ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 1	149	148	149
ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 2	149	148	149
оп 11 1 - ПС МЖК ВН	42	42	42
оп 11 2 - ПС МЖК ВН	42	42	42
оп 11 1 - оп 49 1	107	107	107
оп 11 2 - оп 49 2	107	107	107
оп 49 1 - ПС АК ВН	108	108	107
оп 49 2 - ПС АК ВН	108	108	107
ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	350	350	348
ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	350	350	348
ОСШ - оп 18 1	350	348	350
ОСШ - оп 18 2	350	378	350
оп 18 1 - ПС ЮМР ВН	279	277	279
оп 18 2 - ПС ЮМР ВН	279	277	279
ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИНКА ВН	56	56	55

ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИНКА ВН	56	56	55
ПС ЮМР СН - оп 14 1	58	58	58
ПС ЮМР СН - оп 14 2	58	58	58
оп 14 1 - ПС СТ ВН	56	56	54
оп 14 2 - ПС СТ ВН	56	56	54
ПС ЮМР СН - ПС АК СН	172	172	171
ПС ЮМР СН - ПС АК СН	172	172	171
оп 18 1 - ПС БРОЙЛЕРНАЯ ВН	72	72	72
оп 18 2 - ПС БРОЙЛЕРНАЯ ВН	72	72	72

Из результатов расчета режима изображенном на рисунке 3 и таблицы 8 можно сделать вывод. Линии достаточно сильно загружены, но токи не превышают допустимые пределы.

Таблица 11 - Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U_ном	V
1	ХТЭЦ Г1 НН	10	10.5
2	ХТЭЦ Г2 НН	10	10.5
3	ХТЭЦ Г3 НН	10	10.5
4	ХТЭЦ Г4 НН	6	6
5	ХТЭЦ ОРУ 110	110	125
6	оп 11 1	110	120
7	оп 11 2	110	120
100	оп 49 1	110	120
200	оп 49 2	110	120
8	ПС МЖК ВН	110	120
9	ПС МЖК НН	6	6
11	ПС АК ВН	110	120
12	ПС АК нейтр 1	110	115
15	ПС АК нейтр 2	110	115
17	ПС АК НН	6	6
400	ПС АК СН	35	36
18	ПС ЮМР ВН	110	123
19	ПС ЮМР нейтр 1	110	115
21	ПС ЮМР НН	6	6
22	ПС ЮМР нейтр 2	110	116
300	ПС ЮМР СН	35	37
25	ПС ИЛЬИНКА ВН	35	37

27	ПС ИЛЬИНКА НН	6	6
500	оп 14 1	35	37
600	оп 14 2	35	37
28	ПС СТ ВН	35	37
30	ПС СТ НН2	6	6
31	ОСШ	110	124
32	оп 18 1	110	124
33	оп 18 2	110	124
34	ПС БРОЙЛЕРНАЯ ВН	110	123
35	ПС БРОЙЛЕРНАЯ нейтр 1	110	112
36	ПС БРОЙЛЕРНАЯ СН	35	36
38	ПС БРОЙЛЕРНАЯ нейтр 2	110	113
40	ПС БРОЙЛЕРНАЯ НН	10	11

Напряжения находятся в пределах нормы.

4.4 Анализ аварийного режима

Рассмотрим аварийный режим с отключением линий на головном участке.

Результаты расчёта ПА режима сведены в таблицы 12-13

- Отключение линии ХТЭЦ-1

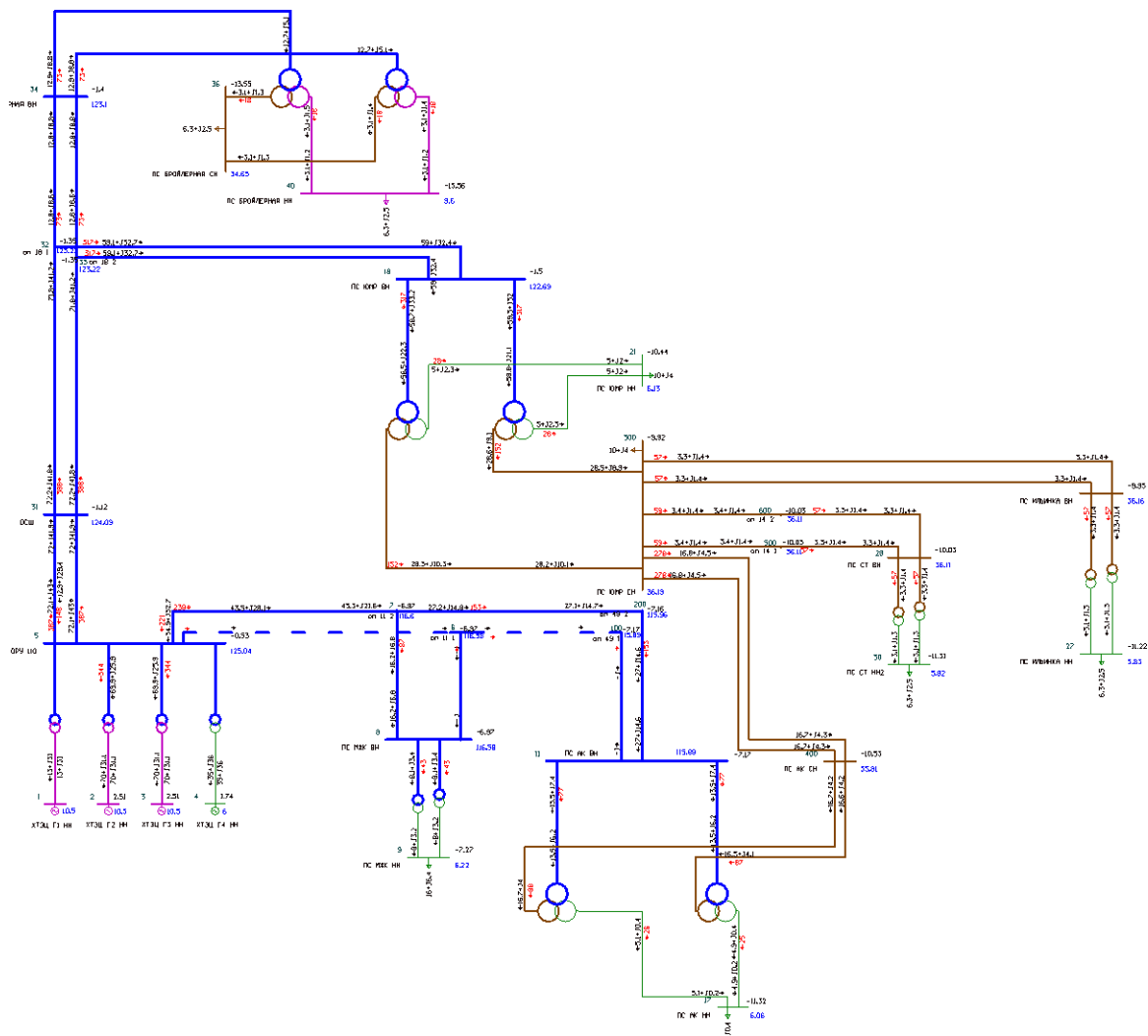


Рисунок 4 – Схема послеаварийного режима RastrWin с отключением линии ХТЭЦ-1-АК.

Таблица 12 – Расчетные значения токов схемы

Название	$I_{нач}$	$I_{кон}$	I_{max}
ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 1	0	0	0
ХТЭЦ ОРУ 110 - оп 11 2	239	239	239
оп 11 1 - ПС МЖК ВН	0.1	0.09	0.1
оп 11 2 - ПС МЖК ВН	87	87	87
оп 11 1 - оп 49 1	0	0	0
оп 11 2 - оп 49 2	153	153	153
оп 49 1 - ПС АК ВН	0.02	0.04	0.04
оп 49 2 - ПС АК ВН	153	153	153
ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	387	386	387
ХТЭЦ ОРУ 110 - ОСШ	387	386	387
ОСШ - оп 18 1	388	388	388

ОСШ - оп 18 2	388	388	388
оп 18 1 - ПС ЮМР ВН	316	317	317
оп 18 2 - ПС ЮМР ВН	316	317	317
ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИН ВН	57	57	57
ПС ЮМР СН - ПС ИЛЬИН ВН	57	57	57
ПС ЮМР СН - оп 14 1	58	58	58
ПС ЮМР СН - оп 14 2	58	58	58
оп 14 1 - ПС СТ ВН	57	57	57
оп 14 2 - ПС СТ ВН	57	57	57
ПС ЮМР СН - ПС АК СН	277	278	278
ПС ЮМР СН - ПС АК СН	277	278	278
оп 18 1 - ПС БРОЙ ВН	72	72	72
оп 18 2 - ПС БРОЙ ВН	72	72	72

Исходя из результатов расчета послеаварийного режима, который изображён на рисунке 4 и систематизирован в таблице 12, можно сделать вывод о том, что линии не перегружены и токи не превышают предельно-допустимые.

Таблица 13 - Расчетные значения узловых напряжений

Номер	Название	U_ном	V
1	ХТЭЦ Г1 НН	10	10.5
2	ХТЭЦ Г2 НН	10	10.5
3	ХТЭЦ Г3 НН	10	10.5
4	ХТЭЦ Г4 НН	6	6
5	ХТЭЦ ОРУ 110	110	125
6	оп 11 1	110	117
7	оп 11 2	110	117
100	оп 49 1	110	116
200	оп 49 2	110	116
8	ПС МЖК ВН	110	117
9	ПС МЖК НН	6	6
11	ПС АК ВН	110	116
12	ПС АК нейтр 1	110	112
15	ПС АК нейтр 2	110	112
17	ПС АК НН	6	6
400	ПС АК СН	35	36
18	ПС ЮМР ВН	110	123
19	ПС ЮМР нейтр 1	110	114
21	ПС ЮМР НН	6	6

Продолжение таблицы 13

22	ПС ЮМР нейтр 2	110	114
300	ПС ЮМР СН	35	36
25	ПС ИЛЬИНКА ВН	35	36
27	ПС ИЛЬИНКА НН	6	6
500	оп 14 1	35	36
600	оп 14 2	35	36
28	ПС СТ ВН	35	36
30	ПС СТ НН2	6	6
31	ОСШ	110	124
32	оп 18 1	110	123
33	оп 18 2	110	123
34	ПС БРОЙЛЕРНАЯ ВН	110	123
35	ПС БРОЙЛЕРНАЯ нейтр 1	110	112
36	ПС БРОЙЛЕРНАЯ СН	35	36
38	ПС БРОЙЛЕРНАЯ нейтр 2	110	111
40	ПС БРОЙЛЕРНАЯ НН	10	11

Напряжения находятся в пределах нормы.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить [1]:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает [1]:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение $\frac{x}{r}$ более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно по данным [1].

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Согласно [22, 24], при выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [12].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

5.2 Составление схемы замещения

Неотъемлемым этапом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Следует отметить, что эти вопросы проще всего решаются именно для прямой последовательности. Схема замещения по форме практически полностью повторяет схему замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ.

5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_c = X_d^n \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_n} \quad (23)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{cp\ n}^2$ - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (24)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

5.4 Результаты расчетов тока короткого замыкания

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

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

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

$i_{y\delta}$ - ударный ток короткого замыкания;

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

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Токи периодической составляющей подстанции ЮМР

Степень трансформации	$N_{уз}$	Тип	$I_{по}$
110	21	3ф	2,832
35	23	3ф	4,567
10	24	3ф	9,539

Ударный ток, аperiodическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (25)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (26)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} = 1,717 \quad (27)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ - 0,02 с, для 6 - 0,01 с.

Результаты расчета всех необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$I_{a0}, \text{кА}$	$i_{y\partial}, \text{кА}$
K1	2,873	0,03	4,063	6,974
K2	4,572	0,02	6,466	10,387
K3	9,627	0,01	13,615	18,623

Схема с изображением точек K1, K2, K3 представлена на рисунке 5.

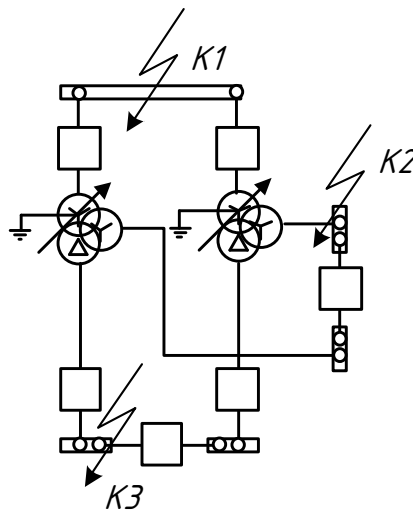


Рисунок 5 – схема ПС с точками K3

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

6.1 Общие сведения

В процессе проектирования выпускной квалификационной работы электрической части станций производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [15].

6.2 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.

Максимальные рабочие токи для трех классов напряжения рассчитываются по формуле 32, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{сн}} + S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (28)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{5,38 + 2,24 + 12,31}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,025 \text{ кА.}$$

Аналогично считаются токи для средней и низкой стороны.

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{2,24}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,037 \text{ кА.}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,142 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (29)$$

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

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (30)$$

где $t_{\text{рз}}$ - время релейной защиты, равное 2,5 с;

$t_{\text{ос}}$ - 0,055 с.

Используя формулу (35), получим требуемую величину:

$$B_k = 2,832^2 \cdot (2,555 + 0,03) = 20,732 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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 16.

Таблица 16 – Выключатель ВГТ-110 II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 25 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 2,83 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 2,83 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 2,87 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 22,675 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 20,653 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ (110 или 220);

II* - категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2500 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

Аналогичный расчет проводим для остальных уровней напряжений.

Данные расчетов сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Выключатель ВГТ-35 П-50/3150У1

$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 37 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 4,567 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 4,567 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 3,917$	$i_{аном} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$B_k = 53,708 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого выключателя расшифровывается аналогично.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической сети без нагрузки либо с незначительной нагрузкой.

Кроме того, разъединители предназначены для создания видимого разрыва цепи при отключении питания линии. Это необходимо, прежде всего, для безопасности при выполнении ремонтных работ. В данном случае аппарат создает видимый разрыв в цепи между оборудованием, которое выведено в ремонт и оборудованием, которое находится под рабочим напряжением [15].

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 18 и 19.

Таблица 18 – Разъединитель РДЗ-110/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 25 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 6,85 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 20,652 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

110 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

НУХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

Таблица 19 – Разъединитель РДЗ-35/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 37 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 53,708 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 25 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Разъединитель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого разъединителя расшифровывается аналогично.

6.4 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 $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_n \leq 35$ 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.

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. Для ОРУ 110 кВ выбираем ТРГ-110-УХЛ. Данные расчетов сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Трансформатор тока ТРГ-110-УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 25$ А	$I_{1ном} = 100$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,108$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$

$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{\text{дин. н.}}$
$B_k = 20,652 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{ТН}} = 16 \text{ кА}, \quad t_{\text{ТН}} = 3 \text{ с}$ $I_{\text{ТН}}^2 \cdot t_{\text{ТН}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{\text{ТН}}^2 \cdot t_{\text{ТН}}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать $Z_2 = r_2$. Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (31)$$

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

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

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (32)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

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, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (33)$$

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

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

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

s_{np} – сечение проводов, принимаем $s_{np} = 4$ мм².

$$Z_{2p} = 0,3 + 0,708 + 0,1 = 1,108 \text{ Ом.}$$

В качестве основного прибора принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;

- Измерение пофазно:

- тока, напряжения, частоты, $\cos \phi$, углов между фазными напряжениями;

- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA,

- Счётчики отображают на ЖК-индикаторе: значение потреблённой активной и реактивной электрической энергии по каждому тарифу (до четырёх) и сумму по всем тарифам с нарастающим итогом с точностью до сотых долей кВт·ч и кВар·ч; фазное напряжение и ток в каждой фазе; измеренное значение активной, реактивной и полной мощности как по каждой фазе, так и суммарную по трем фазам с индикацией квадранта, в котором находится вектор полной мощности; коэффициент мощности по каждой фазе и суммарный по трем фазам; углы между фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату;

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-110-УХЛ приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-110-УХЛ

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	-	-	-
Счетчик РЭ				
Амперметр				
ИТОГО		7,5		7,5

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТРГ-35-УХЛ и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 4 мм². Данные расчетов сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Трансформатор тока ТРГ-35-УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 37 \text{ А}$	$I_{1ном} = 100 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,935 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 10,376 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 50,708 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 35 кВ	Меркурий 230	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
1	2	3	4	5	6
ИТОГО			7,5	-	7,5

Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	Ртутный 230		-	
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Для КРУ 6 кВ выбираем ТЛМ-10 и кабель марки АКРВГ 4-х жильный с сечением 2 мм². Данные расчетов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Трансформатор тока ТЛМ-10.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 142 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 18,453 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 82,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 26 \text{ кА}, t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-35-УХЛ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛМ-10

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
Итого					

Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

6.5 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 [17].

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Ртутный 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 35 кВ устанавливаем НОМ-35-66У1. Сравнение параметров приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.09-10Т2. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ.09-10Т2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 4 \times 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таким образом, были приняты приборы, приведенные в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
35	НОМ-35-66У1
6	ЗНОЛ.09-10Т2

6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-70/11, так как $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 25 \text{ А}$, то условие выполняется.

35 кВ – АС-70/11, так как $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 37 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [2], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм^2 .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

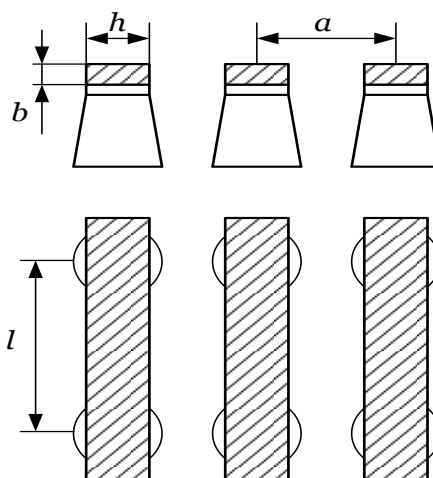


Рисунок 6 – Жёсткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;
 $I_{\text{дон}} = 215 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
 $I_{\text{max}} = 142 \text{ А} \leq I_{\text{дон}} = 215 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (34)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

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

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м}. \quad (35)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м^4 :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (36)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм².

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (37)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $29,5 < 89$ МПа, а также $\sigma_{доп} \leq 0,7 \sigma_{разр}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 142 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{\min}$

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от

разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (38)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (39)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОСК 4/10-I-1-УХЛ1 с

$F_{разр} = 4000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (40)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 49 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6$ кВ	$U_H = 6$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 49$ Н	$F_{ДОП} = 2400$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Выбор проходных изоляторов на 6 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование: $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы

марки ИПК 10/630-IV/II-A-УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 8000$ Н. Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор проходных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6$ кВ	$U_H = 6$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 49$ Н	$F_{\text{ДОП}} = 2400$ Н	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
$I_{\text{max}} = 142$ А	$I_{\text{НОМ}} = 630$ А	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОСК 3/35-УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 3000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10376^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 16 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 16$ Н	$F_{\text{ДОП}} = 1800$ Н	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с

$F_{\text{разр}} = 10000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6872^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 7 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 6000 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

6.8 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений. На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (41)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (42)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (43)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне СН выбирается ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 35 кВ, для которых $U_{ост} = 40,4$ кВ, $U = 100$ кВ, волновое сопротивление провода, принимается 50 Ом, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 35 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n = \frac{100 - 40,5}{50} \cdot 40,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 15,31 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{уст ОПН}} = \frac{15,31}{35} = 0,44 \text{ кДж/кВ}.$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоёмкости до 1,1 кДж/кВ.

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 6 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт.}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН-6 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [16].

6.9 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 36.

Таблица 36 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110-35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	133			66,9

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (44)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [15];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 40 кВт, квар.

С помощью формулы 50, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{133^2 + 66,9^2} = 119,1 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (45)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [15];

N_T – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{119,1}{0,7 \cdot 2} = 85 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТМ 100/10.

6.10 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

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

Как правило, аккумуляторной 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.

По данным научного – исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле, шт:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}}, \quad (46)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ - напряжение на шинах, принимаем $U_{Ш} = 230\text{В}$;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 1,75$$

где n - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (47)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по следующей формуле, А:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} \quad (48)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А}$$

Тогда, типовой набор батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (49)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T \max} = I_{AB} + I_{np}, \quad (50)$$

где I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T \max} = 250 + 20 = 270 \text{ А.}$$

Тогда получим, что данное условие выполняется:

$$503,102 \text{ А} \geq 270 \text{ А} .$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию, В:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (51)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} \quad (52)$$

где I_{II} – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ А.}$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (53)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 375,5 \text{ В}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-1-12,5х1.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ЮМР

7.1 Общие сведения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [18].

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

7.2 Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление — соединение с землей определенных точек токоведущих частей электрооборудования (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [18]. Расчет приведен в приложении Б.

7.3 Расчет молниезащиты ПС ЮМР

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в

соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [18].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

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

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данной выпускной квалификационной работе проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет приведен в приложении Б.

7.4 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее [18].

Подробный расчет молниезащиты ПС ЮМР приведен в приложении Б.

8 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС ЮМР

8.1 Общие сведения

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

8.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [22-24] и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

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

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если МТЗ имеет выдержку времени более 1 секунды. При наличии быстродействующих защит её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита обязательна к применению, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка, принцип действия которой рассмотрен в [25; 26].

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки определяется из условия не срабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (54)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{\text{ср.то}}}, \quad (55)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (56)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки ($k_{\text{ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в этом случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (101), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

8.3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора

Токовая защита от сверхтоков при внешних многофазных коротких замыканиях.

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трехобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

На трансформаторах мощностью менее 1000 кВ·А предусматривается максимальная токовая защита, действующая на отключение. Она же вместе с токовой отсечкой является основной защитой трансформатора. На трансформаторах мощностью более 1000 кВ·А должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения или без него, принцип действия которой рассмотрен в [25; 26].

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от внешних КЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР\max}, \quad (57)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,1 – 1,2);

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска двигателей;

k_B - коэффициент возврата токового реле;

$I_{НАГР\max}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Согласно ПУЭ максимальная токовая защита должна иметь коэффициент чувствительности более 1,5 при двухфазном КЗ.

Токовая защита от перегрузок.

Защита от перегрузки предусмотрена на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более. Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защиту от перегрузки выполняют одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока, защиты от внешних коротких замыканий. Для отстройки от коротких замыканий и кратковременных перегрузок предусматривается реле времени. Защита действует на сигнал.

8.4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-ТЗ» для защиты трансформатора ТДТН-40000/110/35/6 со схемой соединения обмоток

Y/Y/ Δ -0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 40 МВ·А.

Номинальное напряжение – 115 кВ/38,5 кВ/6,6 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка К1), 35 кВ (точка К2) и шинах 6 кВ (точка К3) приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К ₁)	2,832
На стороне 35 кВ (К ₂)	4,567
На стороне 10 кВ (К ₃)	9,539

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 и в точке К3 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{I_{K3}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (58)$$

где $I_{K3}^{(3)HH}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 110 /6 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (58) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах СН (точка К2) и на шинах НН (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{4567}{115 / 38,5} = 1529 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{9539}{115 / 6,6} = 894 \text{ А.}$$

Основные рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены ранее при описании особенностей дифзащиты.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки выполняется в соответствии с методикой, изложенной в [27].

8.5 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$ - номинальный вторичный ток стороны СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ СН – группа сборки цифровых ТТ на стороне СН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		115 кВ	38,5 кВ	6,6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	31,6	94,5	330,7
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	100/5	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	1,56	4,73	4,13

Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	1,6	4,7	4,1
Размах регулирования РПН, %	16			

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, на стороне СН в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1529 А и 894 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{K2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (59)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{1529}{31,6} = 48,38$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле (140) и равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (60)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно [28] если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,38 = 40.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 40$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{диф} = 40 \cdot 31,6 = 1218 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (103).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (137):

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_q \geq \frac{2453}{1218} = 2,014 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}}$ – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между

обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (61)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который согласно [27] следует принимать равным 1,3, а согласно [28] - можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [28] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (62)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (63)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}. \quad (64)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \%. \quad (65)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{Т1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{Т1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (66)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [28]. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ - базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм} = 65 \%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 \text{ - уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ по формуле (104):

$$I_{K3}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 894 = 789,8 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} = 789,8 / 31,6 = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6) = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_q = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \tag{67}$$

$$k_q = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-ТЗ» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{Д} / I_{ном}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{Д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_{Д} / I_{ном} = 0,1$; $T = 10$ с.

8.6 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{А ВН}$, $I_{В ВН}$, $I_{С ВН}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (65). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{К2}^{(3)ВН} = 1529$ А, $I_{К3}^{(3)ВН} = 894$ А.

Тогда для СН получим:

$$I_{ТО} \geq 1,3 \cdot 1529 = 1988 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{ТО} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}. \quad (68)$$

$$I_{ср.то} \geq \frac{1988 \cdot 1}{100 / 5} = 99,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.to} = 99,4$ А.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.to} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}}. \quad (69)$$

$$I_{TO} \geq \frac{99,4 \cdot 100 / 5}{1} = 1988 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (69):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_v \geq \frac{2453}{1988} = 1,234 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 894 = 1186 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{1186 \cdot 1}{100 / 5} = 59,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.to} = 59,3 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{59,3 \cdot 100 / 5}{1} = 1186 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (69):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_q \geq \frac{2453}{1186} = 2,068 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (67), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{то} = 0,1 \text{ с}$.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{OTC} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [25, 26].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (70)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23,1 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (105) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{отс} = 1,2$ согласно [25]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{зап} = 1,5$ согласно [25]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т3» $k_B = 0,92$ согласно [28].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 23,1 = 45,2 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{45,2 \cdot 1}{100 / 5} = 2,26 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т3». Принимаем $I_{ср.мтз} = 2,26 \text{ А}$.

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ТО} \geq \frac{2,26 \cdot 100 / 5}{1} = 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3) по формуле (103).

$$k_{всн} \geq \frac{1529}{45,2} = 33,8 > 1,5.$$

$$k_{\text{нн}} \geq \frac{912}{45,2} = 20,1 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т3» по следующей формуле, с:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (71)$$

где t_{max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т3».

8.7 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т3» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [27] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_B} \cdot I_{\text{В.ном}}, \quad (72)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [28];

$I_{B.ном}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [27] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН, СН и НН равны 1,6, 4,7 и 4,1 А из таблицы 55. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6 = 1,83 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.СН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,7 = 5,36 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,679 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (119).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{ПЕРЕГР} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{ПЕРЕГР}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

8.8 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВФ-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

8.9 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-ТЗ»

Описание устройства «Сириус-ТЗ».

Описание предназначено для ознакомления в учебных целях с возможностями, принципами работы и конструкцией устройства микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», поставляемого ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва. Более подробная информация о применении устройства «Сириус-ТЗ» приведена в техническом описании [28].

Устройство «Сириус-ТЗ» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора.

Конструкция устройства «Сириус-ТЗ».

Конструктивно устройство выполнено в виде стального блока (кассеты), имеющего лицевую панель (пульт управления).

В блоке расположены модули с установленными на них печатными платами и другими элементами. В устройство входят следующие основные узлы:

- модуль микропроцессорного контроллера;
- модуль клавиатуры и индикации;
- модуль питания;
- модуль выходных реле;
- модуль выходных реле и оптронных входов;
- модуль входных развязывающих трансформаторов тока.

Габаритные размеры устройства 305x190x225 мм.

Внешний вид и размеры устройства «Сириус-ТЗ» показаны на рисунке:

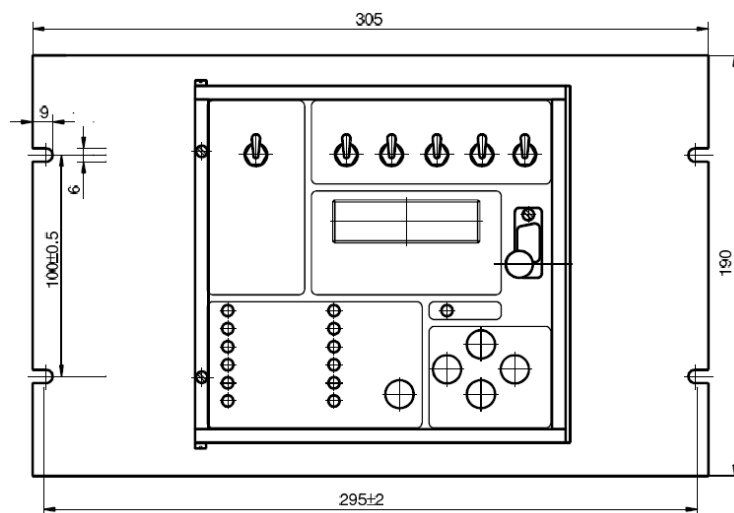


Рисунок 7 - Вид спереди и размеры устройства «Сириус-ТЗ»

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

9.1 Общие положения

В условиях рыночных отношений важное 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.

Согласно «Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем» (РД-34.20.801-93) технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением.

Настоящая методика предназначена для получения оперативной оценки экономического ущерба от технологических нарушений за время работы комиссии по расследованию аварий и отказов.

В основу методики положены следующие основные принципы:

- последствия, возникающие при технологических нарушениях, могут существенно отличаться в зависимости от типа энергопредприятия, выполняемых им функций, времени нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов;

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

- 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;

- для оперативного определения экономического ущерба от технологического нарушения в настоящей методике в качестве исходных данных используются периодически контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

9.2 Деятельность АО «ДРСК»

Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» осуществляет деятельность по передаче и транспортировке электрической энергии по распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области, Приморского края, Южного района Республики Саха (Якутия). Сегодня АО «ДРСК» обеспечивает электроэнергией территорию от Якутии до Тихого океана: крупные промышленные компании и предприятия транспорта и сельского хозяйства, социально значимые объекты, осуществляет технологическое присоединение новых потребителей к электрическим сетям.

Основные виды деятельности Общества:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оказание услуг по распределению электрической энергии;
- оперативно-диспетчерское управление и соблюдение режимов энергосбережения и энергопотребления;
- оказание услуг по присоединению к электрическим сетям;
- оказание услуг по сбору, передаче и обработке технологической информации, включая данные измерений и учёта;

- осуществление контроля за безопасным обслуживанием электрических установок у потребителей, подключенных к электрическим сетям общества;
- деятельность по эксплуатации электрических сетей;
- проектно-сметные, изыскательские, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- оказание транспортно-экспедиционных услуг;
- выполнение работ, определяющих условия параллельной работы в соответствии с режимами Единой энергетической системы России в рамках договорных отношений;
- эксплуатация по договорам с собственниками энергетических объектов, не находящихся на балансе Общества;
- обеспечение работоспособности и исправности энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведение технического обслуживания, диагностики, ремонта электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, а также технологическое управление ими;
- обеспечение работоспособности и исправности, проведение технического обслуживания, диагностики и ремонта сетей технологической связи, средств измерений и учета, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного, технологического оборудования, связанного с функционированием электросетевого хозяйства, а также технологическое управление ими;
- разработка долгосрочных прогнозов, перспективных и текущих планов развития электросетевого комплекса, целевых комплексных научно-технических, экономических и социальных программ;
- развитие электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства включая проектирование, инженерные изыскания, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение, монтаж и наладку;

- развитие сетей технологической связи, средств измерений и учета, оборудования релейной защиты и противоаварийной автоматики и иного технологического оборудования, связанного с функционированием электросетевого хозяйства, включая проектирование, инженерные изыскания, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение, монтаж и наладку и т.д.

9.3 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [32]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен от 1 января 2000 г. к ценам 2019 г. рекомендуется принимать равным 4,15 [31].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

9.4 Капитальные затраты в реконструкцию ПС ЮМР в связи с заменой трансформаторов

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_{мер} \cdot k_{проч.зат} + K_{ПС.зем\Sigma} \cdot k_{инф}, \quad (73)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{ПС.зем\Sigma}$ – стоимость постоянного отвода земель;

$k_{мер}$ – районный коэффициент для Хабаровского края[32];

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2019 г.

$k_{проч.зат} = 1,175$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ПС, которые составляют 17,5 %;

В таблице 39 представлены типы трансформаторов, выбранных для данной сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [32].

Таблица 39 – Трансформаторы

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ЮМР	ТДТН – 40000/110	2	12000

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 57 [3].

Таблица 40 – Стоимость ОРУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, тыс. руб	Срок полезного использования T _{сл} , лет
Одна рабочая секционированная с выключателем	35	ЮМР	20000	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 41 [32].

Таблица 41 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб
Одна рабочая секционированная с выключателем	35	ЮМР	7500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

$$K_{ПС} = (75 + 25 + 41) \cdot 2,42 \cdot 1,25 \cdot 1,175 + 161 \cdot 4,04 = 150 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 42 [32].

Таблица 42 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Капиталовложения, млн.руб.
Силовые трансформаторы	60
ОРУ (+ выключатели)	55
Постоянная часть затрат	35
ИТОГО	150

9.5 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [32]:

$$И_{\text{ам}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}, \quad (74)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [32].

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$И_{\text{ам}} = \frac{74}{20} + \frac{150}{20} = 16 \text{ млн.руб.}$$

9.6 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-

предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны в курсовом проекте «Электроэнергетические системы и сети» и приведены в Приложении Ж.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети [32]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (75)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,29 руб./КВт·ч [7].

$$I_{\Delta W} = 3,2 \cdot 1,5 = 4,8 \text{ млн.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (76)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,0525$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [2];

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [32].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{\text{ЭКС}} = 74 \cdot 0,0525 + 150 \cdot 0,0065 = 6 \text{ млн.руб.}$$

9.7 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [33].

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N_{числ} \cdot ЗП_{ср} , \quad (77)$$

где $N_{числ}$ – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП_{ср}$ – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Европейской автономной области [6];

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot 47 \cdot 51000 = 28 \text{ млн.руб/год.}$$

9.8 Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ

В данной выпускной квалификационной работе учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного медицинского образования (в размере 5,1 %). Общая

сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника [34].

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$CB_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3 , \quad (78)$$

где $\Phi ЗП_{год}$ – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$CB_{год} = 50 \cdot 0,3 = 15 \text{ млн.руб/год.}$$

9.9 Определение себестоимости электроэнергии

Смета эксплуатационных расчетов приведена ниже в таблице 43 [7].

Таблица 43 – Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
Заработная плата рабочих ($\Phi ЗП_{год}$)	21
Эксплуатационные расходы ($I_{ЭКС}$)	6
Прочие расходы ($I_{ПР}$)	35
Амортизационные отчисления ($I_{АМ}$)	16
Затраты на потери ($I_{\Delta W}$)	5
Суммарные расходы (I_{Σ})	75

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} , \quad (79)$$

где W – полезный расход электроэнергии за год;

I_{Σ} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max} \quad (80)$$

где $\sum_{i=1}^n P_p$ – полезный расход электроэнергии за год;

T_{\max} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} = 7 \cdot 5000 = 35000 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{176000}{97000} = 1,8 \text{ руб.кВт} \cdot \text{ч.}$$

9.10 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (\Pi_{qt} - I_{AMt}), \quad (81)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (82)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,0825$, согласно указанию Банка России от 13.09.2012 № 2873-У «О размере ставки рефинансирования Банка России» [11].

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-3589)}{(1 + 0,0825)^1} = -150 \text{ млн.руб.}$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{860 - 229 - 86}{(1 + 0,0825)^5} = 146 \text{ млн.руб.}$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении В.

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 5 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на листе 9.

Вывод: так как значение ЧДД положительное, проект строительства рекомендуется к реализации.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности всего мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу. Тенденции и темпы развития энергетики сейчас в значительной степени определяются уровнем надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта (развитие электрических сетей АО ДРСК “Хабаровские электрические сети” в связи с подключением новых потребителей) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при реконструкции и эксплуатации ПС 110/35/6 кВ ЮМР;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

10.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [35]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности [2]:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находиться на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

При пайке мелких деталей и концов проводов их следует удерживать пинцетом или плоскогубцами. Лишний припой с жала электропаяльника необходимо удалять не стряхиванием, а прикосновением к холодному (твердому) припою.

Запрещается промывать места пайки бензином и другими легко воспламеняющимися растворителями.

Тигель для лужения должен иметь устойчивое положение и в нагретом состоянии стоять на металлическом противне с бортиками высотой не менее 10 мм.

Растворители, содержащиеся на рабочем месте следует хранить в плотно закрытых небьющихся емкостях, открываемых только в момент пользования жидкостью.

Уходя с рабочего места, следует отключить все приборы от источника электропитания.

Не допускается размещать около электронагревательных приборов легко воспламеняющиеся вещества.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Помещение, в котором проводятся работы с содержащими дихлорэтан веществами, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. Содержание паров дихлорэтана в рабочих помещениях не должно превышать 0,05 мг/л.

При работе с веществами, содержащими дихлорэтан, необходимо [37]:

- соблюдать противопожарные меры;
- использовать тару с плотно закрытыми крышками и пробками;
- хранить грязный обтирочный материал в металлических емкостях;
- выполнять работы в медицинских перчатках.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо [9]:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

Пусконакладочные работы:

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и приспособления, паспорта-протоколы на все устройства налаживаемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов налаживаемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегаомметром на напряжение 500 В).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм).

Испытание производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0,8 U_{ном}$, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с

принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединений для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают перемычки на всех реле, режим которых изменился при

проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 110/35/6 кВ ЮМР
Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [35].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [35].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

10.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

Трансформаторное масло, - очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без

ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;

2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;

3) регулярные очистки от воды и шлака;

4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;

5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонеполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [2]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будут произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 110/35/6 кВ ЮМР.

На ОРУ ПС 110 кВ ЮМР установлено два маслонаполненных силовых трансформатора ТДТН - 40000/110. Расчет будет производиться на примере одного из них. Исходные данные для расчета приведены в таблице 44.

Таблица 44 - Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДТН - 40000/110/35	23200	6400	6800	4800

Согласно [2], так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то нужно использовать маслоприёмник с отводом масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [23], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника изображена на рисунке 16.

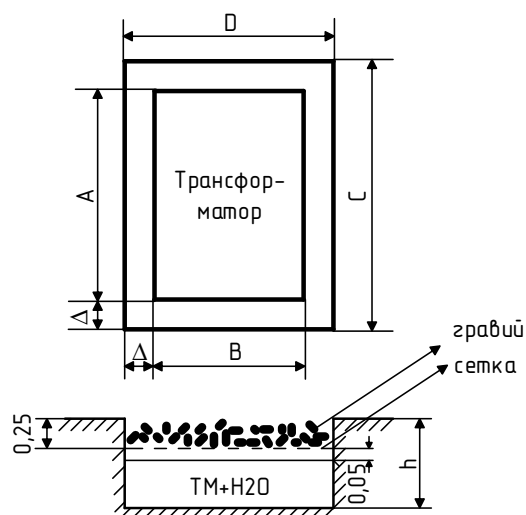


Рисунок 7 – Схема заглублённого маслоприёмника

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (83)$$

где A - габаритная длина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (6,8 + 2 \cdot 1,5) = 9,8 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (84)$$

где B - габаритная ширина трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 7,8 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м^2 :

$$S_{\text{МП}} = C \cdot D, \quad (85)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{\text{МП}} = 9,8 \cdot 7,8 = 76,44 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [2] объём маслоприёмника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

3. Определим объём трансформаторного масла, м³:

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (86)$$

где M - масса трансформаторного масла, кг;

ρ - плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3$ кг/м³ [4],

$$V_{\text{тм}} = \frac{23200}{880} = 26,4 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м³:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{бнг}}), \quad (87)$$

где I_n - величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3}$ м³ / с · м² [2];

t - время пожаротушения, равное 1800 с [23];

$S_{\text{бнг}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м².

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м²:

$$S_{\text{бнг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (88)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (6,8 + 4,8) \cdot 6,4 = 148,48 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) = 80,971 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{г}}, \quad (89)$$

где $V_{\text{тм}}$ - объём трансформаторного масла, м³;

$S_{\text{мп}}$ - площадь основания маслоприёмника, м²;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ - объём воды, м³;

$h_{\text{в}}$ - величина воздушного канала согласно [2] равна 0,05 м;

$h_{\text{г}}$ - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [2] равна 0,25

м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{26,4}{76,44} + \frac{0,8 \cdot 80,971}{76,44} + 0,05 + 0,25 = 1,49 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м³:

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}}, \quad (90)$$

где $S_{\text{мп}}$ - площадь маслоприёмника, м²;

$h_{\text{мп}}$ - высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мп}} = 76,44 \cdot 1,49 = 113,9 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДТН-40000/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 114 м³, площадь маслоприёмника равна 76,5 м², высота маслоприёмника 1,49 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [37]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [37]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по проектированию и модернизации электрической сети города Хабаровск в районе ПС 110/35/6 ЮМР с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

Проект строительства рекомендуется к реализации, так как в результате проведенного технико-экономического расчета чистый дисконтированный доход является положительным. Срок окупаемости – 4 года.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : <https://tek.khabkrai.ru/Programmy/454/O-programme> 5.06.19.
- 2 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 3 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
- 4 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. – М.: Энергосетьпроект, 1993 г. – 58 с.
- 5 Бутяков, Н. А. Чистая электроэнергия на Камчатке / Н. А. Бутяков, А. М. Динмухаметов, Р. С. Ахметшин – М.: Молодой ученый, 2015 -139 с.
- 6 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 15.07.2010 N 333 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010 - 2016 годы" (15 июля 2010 г.)
- 8 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 9 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 10 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.

11 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm- 20.04.15.

12 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

13 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

14 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

15 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

16 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

18 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

19 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1999. – 44 с.

20 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

- 21 Жданов, П.С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.
- 22 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 23 Беркович, М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 24 Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.
- 25 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.
- 26 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.
- 27 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
- 28 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.
- 29 Письмо Минстроя России от 06.02.2015 N 3004-ЛС/08 "Об индексах изменения стоимости строительства, индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и иных индексах на I квартал 2015 года"
- 30 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.
- 31 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

32 Страховые взносы в ПФ РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.assessor.ru/forum/index.php?t=2078>. – 20.11.2014.

33 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”

34 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

35 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002