

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 500 кВ подстанция Сковородино – подстанция Тында

Исполнитель

студент группы 742-об4

подпись, дата

Б.Н. Костюк

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

Костюка Богдана Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 500 кВ подстанция Скородино – подстанция Тында

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика. 5. Организационно-экономическая часть. 6. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Упрощенная однолинейная схема объемов реконструкции. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Молниезащита и заземление. 4. Релейная защита воздушной линии. 5. Автоматика.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов, канд. техн. наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Работа содержит 137 с., 21 рисунок, 51 таблица, 37 источников.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕ-
НАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕ-
НИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ
УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР,
ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗА-
МЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕР-
МИНАЛ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗА-
ЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛО-
ПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА
ТРУДА.

В бакалаврской работе выполнена реконструкция устройств и систем ре-
лейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП 500 кВ.

Цель работы – реконструкция релейной защиты подстанции, отвечающей
всем необходимым требованиям по надёжности, быстродействию и селективно-
сти её работы для обеспечения надёжного снабжения потребителей электроэнер-
гией требуемого качества в необходимом количестве.

Помимо релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора элек-
тротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затро-
нуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности
проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	10
1.2 Характеристика существующего оборудования и определение объемов реконструкции и проектирования	11
2 Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания	20
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	20
2.2 Расчет симметричных коротких замыканий	26
2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания	36
2.4 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	42
3 Выбор и проверка первичного оборудования	45
3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ	45
3.2 Разработка однолинейной схемы ПС	46
3.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	49
3.4 Выбор и проверка выключателей	51
3.4.1 Выбор и проверка выключателей КРУЭ 500 кВ на ПС Сквородино и ПС Тында	53
3.4.2 Проверка выключателей ОРУ 220 кВ на ПС Сквородино и КРУЭ 220 кВ на ПС Тында	55
3.5 Выбор и проверка разъединителей	57
3.5.1 Описание разъединителей и заземлителей КРУЭ	57
3.5.2 Проверка разъединителей ОРУ 220 кВ	58
3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	59
3.6.1 Выбор и проверка трансформаторов тока КРУЭ 500 кВ на ПС Сквородино и ПС Тында	63

3.6.2 Проверка трансформаторов тока ОРУ 220 кВ на ПС Сквородино и КРУЭ 220 кВ ПС Тында	65
3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	67
3.7.1 Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ	69
3.7.2 Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 220 кВ на ПС Сквородино	70
3.7.3 Проверка трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ на ПС Тында	71
3.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ 500 кВ	72
4 Релейная защита и автоматика	74
4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	74
4.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП	76
4.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП	90
4.4 Расчет параметров сетевой автоматики	96
4.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 500 кВ	96
4.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 500 кВ	98
5 Организационно-экономическая часть	100
5.1 Капиталовложения в реализацию проекта	101
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	103
5.3 Технико-экономическая оценка результатов	104
6 Молниезащита и заземление	106
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	106
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	111
6.3 Выбор и проверка ОПН	114
6.4 Оценка надежности молниезащиты	119
7 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	121
7.1 Безопасность	122
7.2 Экологичность	125
7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	132

Заключение	133
Библиографический список	134
Приложение А. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	138
Приложение Б. Расчеты РЗА	175
Приложение В. Расчет молниезащиты и заземления	200

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

На начало 2021 года в энергосистеме Амурской области и Дальнего востока в целом произошел масштабный объем реконструкций, комплексных перевооружений, модернизаций и ввода нового оборудования. Основная причина – подключение к электрическим сетям ДРСК, ФСК новых объектов таким крупным потребителям как ПАО «Транснефть» и ПАО «Газпром». Помимо всего прочего, происходит активный рост потребления тяговых подстанций, увеличение объемов производства, приток населения, что приводит к необходимости увеличения пропускной способности уже существующих ЛЭП и строительство новых.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен Западный энерго-район Амурской области. Западный район характерен большим числом тяговых подстанций и, соответственно, тяговых нагрузок, которые отличаются сложностью в прогнозировании, несимметрией и большим объемом потребления. Западный район связан с остальной частью объединенной энергосистемы Востока по трём основным связям:

- транзит 220 кВ: ПС Призейская – ПС Тутаул – ПС Дипкун – ПС Тында;
- транзит 220 кВ: ПС Магдагачи – ПС Ульручи/т – ПС Сковородино;
- транзит 220 кВ ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т – ПС Сковородино.

При отключении данных транзитов, Западный энергорайон будет отделен от ОЭС Востока, что недопустимо в условиях единой энергосистемы. С учетом роста электропотребления, перетоки мощности по данным связям растут, при том, что само оборудование не реконструировалось долгое время.

В целях усиления электрической связи и увеличения пропускной способности транзитов, реконструкции подлежит ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында №1, которая по проекту Амурэнерго построена в габаритах 500 кВ.

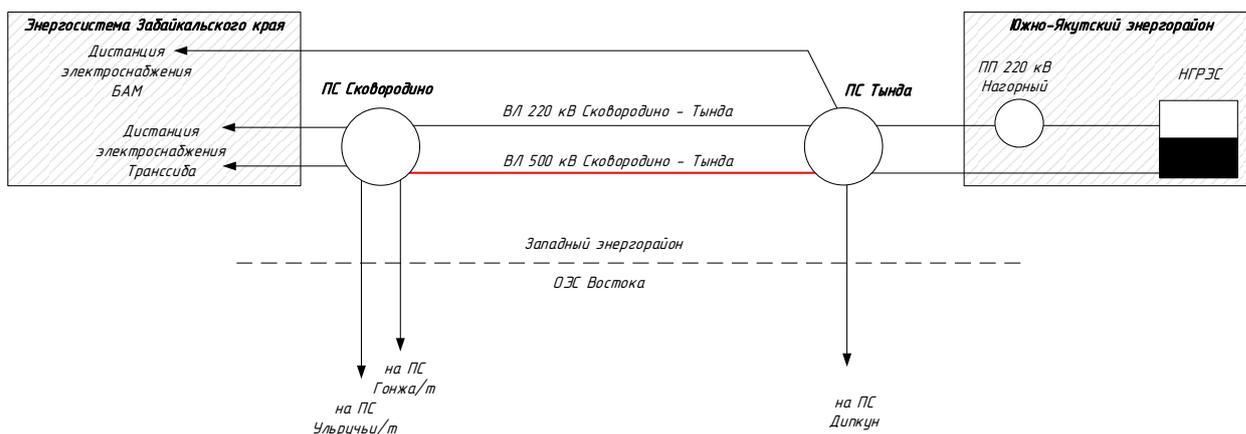


Рисунок 1 – Упрощенная схема объемов реконструкции

В данной работе будет произведено проектирование новых устройств РЗА реконструируемой ЛЭП 500 кВ Сквородино - Тында. Актуальность работы состоит в необходимости проектирования новых или модернизации существующих устройств РЗА ПС Сквородино и ПС Тында в связи со строительством новых РУ на соответствующих объектах.

Цель работы – реконструировать существующие и спроектировать новые устройства РЗА ВЛ 500 кВ Сквородино - Тында.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- 1 охарактеризовать район пролегания ЛЭП, определить объемы реконструкций;
- 2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемых ПС;
- 3 выполнить расчет токов короткого замыкания;
- 4 спроектировать однолинейную схему реконструируемых ПС;
- 5 выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 6 выполнить проектирование устройств РЗА вновь вводимой ЛЭП 500 кВ, рассчитать параметры настройки выбранных устройств РЗА;
- 7 выполнить расчет молниезащиты и заземляющих устройств;
- 8 оценить безопасность и экологичность проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Краткая характеристика района реконструкции требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проверки и выбора основного оборудования, расчета молниезащиты и заземления ПС.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующего оборудования на предмет необходимости его модернизации или реконструкции. Строительство новых ЛЭП 500 кВ влечет за собой необходимость оценки целесообразности реконструкции существующего оборудования. В данном разделе оценим возможный объем необходимых изменений.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется низкими зимними (до минус 40) и высокими летними (до плюс 20 – 47°С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает мирового максимума и равна 45 – 65° С.

На рассматриваемой территории господствуют западные перенос воздушных масс, особенно интенсивный в теплую часть года (обычно с апреля по октябрь), когда теплые и влажные воздушные массы поступают с запада и юго-запада. В зимний период территория находится в зоне азиатского (сибирского) антициклона, начинающегося образовываться в сентябре, обуславливающего ясную морозную со слабым ветром погоду. В антициклоне происходит формирование континентального холодного воздуха. Ясная и сухая погода способствует охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+35
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-42
Температура воздуха при гололеде t_r , °С	-10
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °С	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

1.2 Характеристика существующего оборудования и определение объемов реконструкции и проектирования

ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Тында – подстанции, находящиеся в зоне эксплуатационного обслуживания Филиала ПАО «Россети» «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС.

ПС Сквородино, помимо бытовых потребителей, осуществляет питание больших объемов промышленной нагрузки. Преобладающим потребителем электроэнергии в Сквородинском районе является – тяговая нагрузка. На территории ПС расположены ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, связанные двумя ав-

тотрансформаторами, мощностью 63 МВА, ОРУ 110 кВ питает два трансформатора мощностью 25 МВА таким образом установившаяся трансформаторная мощность ПС Сковородино – 176 МВА. Существующая на сегодняшний день схема ПС 220 кВ Сковородино представлена на рисунке 1.1

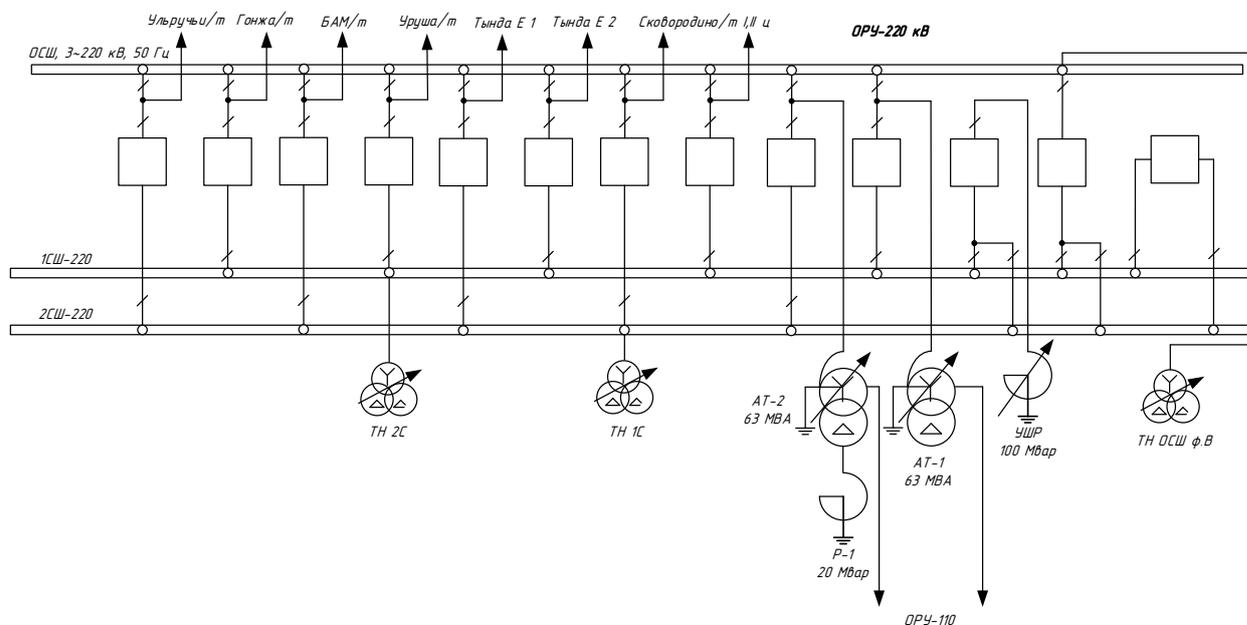


Рисунок 1.1 – Существующая упрощенная однолинейная схема ПС Сковородино

ПС Тында – северная узловая подстанция, осуществляющая транзит мощности и связывающая Нерюнгринский улус Республики Саха (Якутия) и Тындинский район Амурской области. Реконструкция ПС 220 кВ Тында была произведена в 2012 году, после которой были установлены КРУЭ 220 и 110 кВ производства КНР Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co. КРУЭ связаны двумя автотрансформаторами 63 МВА, питание потребителей осуществляет 2 трансформатора, мощностью 40 МВА. Таким образом, трансформаторная мощность ПС Тында составляет 206 МВА. Существующая схема ПС 220 кВ Тында представлена на рисунке 1.2

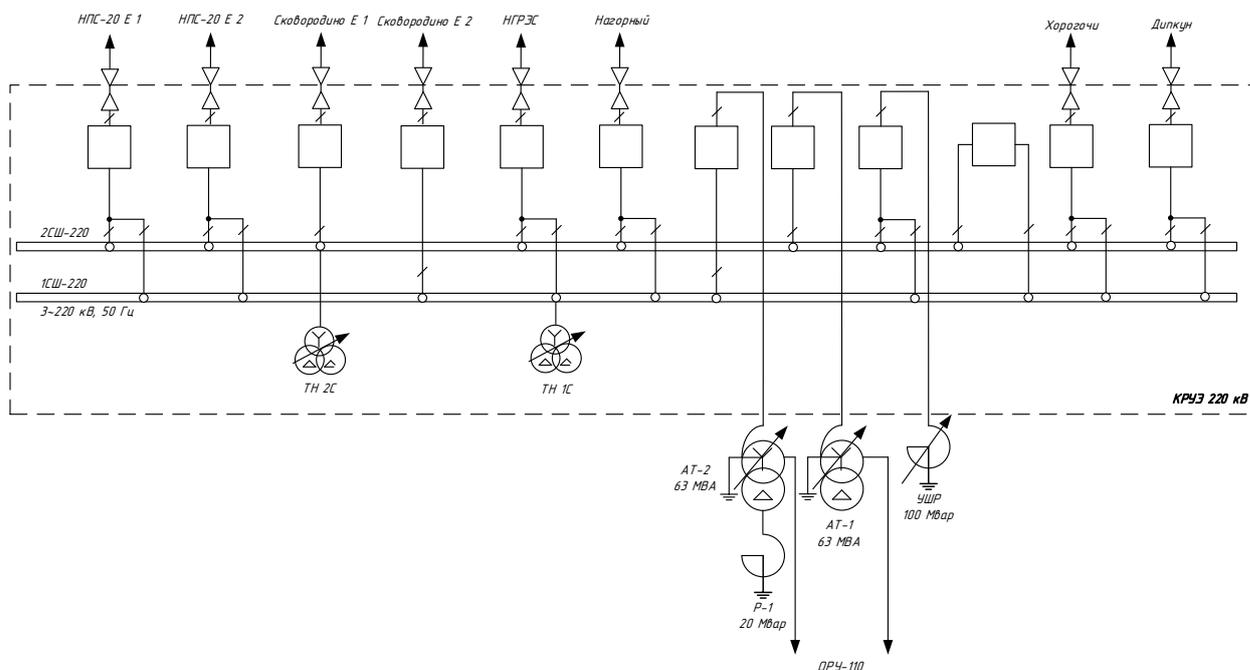


Рисунок 1.2 – Существующая упрощенная однолинейная схема
ПС Тында

Реконструируемая ЛЭП 500 кВ приведет к необходимости строительства РУ 500 кВ на ПС Сковородино и ПС Тында. Для выполнения корректной оценки дальнейших объемов реконструкции, которые будут рассмотрены в объеме данной ВКР, произведем анализ существующего оборудования рассматриваемых подстанций. В целях определения объема расширения РУ, рассмотрим высший класс напряжения – 220 кВ.

Основные данные по существующему оборудованию ПС 220 кВ Сковородино приведены в таблицах 1.2 – 1.5.

Таблица 1.2 – Параметры выключателей 220 кВ ПС Сковородино

Ячейка	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОВ-220	3АР1 ДТ-245	2012
В-220 АТ-1	3АР1 ДТ-245	2012
В-220 АТ-2	3АР1 ДТ-245	2012

1	2	3
В-220 ВЛ Сквородино/т I цепь	GL-314	2010
В-220 ВЛ Сквородино/т II цепь	GL-314	2010
В-220 ВЛ Гонжа/т	GL-314	2010
В-220 ВЛ Ульручы/т	GL-314	2010
В-220 КВЛ Тында №1	GL-314	2010
В-220 ВЛ Уруша/т	GL-314	2010
В-220 ВЛ БАМ/т	GL-314	2010
В-220 КВЛ Тында №2	GL-314	2010
В-220 УШР	GL-314	2010
СВ-220	GL-314	2010

Таблица 1.3 – Параметры трансформаторов тока 220 кВ ПС Сквородино

Ячейка	Трансформатор тока	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОВ-220	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1987
В-220 АТ-1	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1987
В-220 АТ-2	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1987
В-220 ВЛ Сквородино/т I цепь	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1989
В-220 ВЛ Сквородино/т II цепь	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1987
В-220 ВЛ Гонжа/т	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1989
В-220 ВЛ Ульручы/т	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1989
В-220 КВЛ Тында №1	СА-245	2016
В-220 ВЛ Уруша/т	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	2005
В-220 ВЛ БАМ/т	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1989
В-220 КВЛ Тында №2	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1	1989
В-220 УШР	AGU-245	2016
СВ-220	СА-245	2016

Таблица 1.4 – Параметры разъединителей 220 кВ ПС Сковородино

Разъединитель	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОР-220 АТ-1	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 АТ-1	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ТР-220 АТ-1	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 АТ-2	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 АТ-2	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ТР-220 АТ-2	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 ВЛ Сковородино/т I цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Сковородино/т I цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 ВЛ Сковородино/т I цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 ВЛ Сковородино/т II цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Сковородино/т II цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 ВЛ Сковородино/т II цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 ВЛ Гонжа/т	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Гонжа/т	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 ВЛ Гонжа/т	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 ВЛ БАМ/т	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ БАМ/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ОР-220 ВЛ БАМ/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 ВЛ Тында №1/т	РДЗ-1-220/1000 У1	1987
ЛР-220 ВЛ Тында №1/т	РГН.2-220.П/1000 У1	2014
ОР-220 ВЛ Тында №1/т	РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1	2016
ШР-220 1С ОВ	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 2С ОВ	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 ОВ	РДЗ-1-220/1000 У1	1987
ШР-220 ВЛ Тында №2/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ЛР-220 ВЛ Тында №2/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ОР-220 ВЛ Тында №2/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ЛР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ОР-220 ВЛ Ульручьи/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987

1	2	3
ШР-220 ВЛ Уруша/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ЛР-220 ВЛ Уруша/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ОР-220 ВЛ Уруша/т	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 ТН 1С	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 ТН 2С	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
ШР-220 ТН ОСШ	РДЗ-2-220/1000 УХЛ1	1987
СР-220 1С	РГН.1а-220.ІІ/1000-40 УХЛ1	2016
СР-220 2С	РГН.1а-220.ІІ/1000-40 УХЛ1	2016
РР-220 УШР	РГН.1а-220.ІІ/1000-40 УХЛ1	2016
ШР-220 2С УШР	РГН.1а-220.ІІ/1000-40 УХЛ1	2016
ШР-220 1С УШР	РГН.1а-220.ІІ/1000-40 УХЛ1	2016

Таблица 1.5 – Параметры силового оборудования 220 кВ ПС Сковородино

Оборудование	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Силовые трансформаторы		
АТ-1	АТДЦТН-63000/220/110 У1	1977
АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110 У1	1981
Трансформаторы напряжения		
ТН-220 1С	VPU-245	2014
ТН-220 2С	VPU-245	2014
ТН-220 ОСШ ф.В	VPU-245	2014
Ограничители перенапряжения		
ОПН-220 УШР	ОПН-П1-220/154-10/2-ІІІ УХЛ1	2016
ОПН-220 ТН 1С	ОПН-П1-220/154-10/2-ІІІ УХЛ1	2005
ОПН-220 ТН 2С	ОПН-П1-220/154-10/2-ІІІ УХЛ1	2005
РВ-220 АТ-1	РВМГ-220	1977
РВ-220 АТ-1	РВМГ-220	1977

Основные данные по существующему оборудованию ПС 220 кВ Тынды приведены в таблицах 1.6 – 1.9.

Таблица 1.6 – Параметры выключателей 220 кВ ПС Тында

Ячейка	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
В 220 НПС-20 №1	ZF 16-252(L)	2013
В 220 НПС-20 №2	ZF 16-252(L)	2013
В 220 НГРЭС	ZF 16-252(L)	2013
В 220 Сквородино №1	ZF 16-252(L)	2013
В 220 Дипкун	ZF 16-252(L)	2013
В 220 АТ-1	ZF 16-252(L)	2013
В 220 АТ-2	ZF 16-252(L)	2013
В 220 Хорогочи	ZF 16-252(L)	2013
В 220 Сквородино №2	ZF 16-252(L)	2013
СВ 220	ZF 16-252(L)	2013
В 220 Нагорный	ZF 16-252(L)	2013
В 220 УШР	ZF 16-252(L)	2013

Таблица 1.7 – Параметры трансформаторов тока 220 кВ ПС Тында

Ячейка	Трансформатор тока	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
В 220 НПС-20 №1	LR-220	2012
В 220 НПС-20 №2	LR-220	2012
В 220 НГРЭС	LR-220	2012
В 220 Сквородино №1	LR-220	2012
В 220 Дипкун	LR-220	2012
В 220 АТ-1	LR-220	2012
В 220 АТ-2	LR-220	2012
В 220 Хорогочи	LR-220	2012
В 220 Сквородино №2	LR-220	2012
СВ 220	LR-220	2012
В 220 Нагорный	LR-220	2012
В 220 УШР	LR-220	2012

Таблица 1.8 – Параметры разъединителей 220 кВ ПС Тында

Разъединитель	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ТР-220 АТ-1	DS-220/3150	2012
ШР-220 АТ-1	DS-220/3150	2012
ШР-1-220 СВ	DS-220/3150	2012
ШР-2-220 СВ	DS-220/3150	2012
ТР-220 АТ-2	DS-220/3150	2012
ШР-220 АТ-2	DS-220/3150	2012
ШР-1-220 Нагорный	DS-220/3150	2012
ШР-2-220 Нагорный	DS-220/3150	2012
ЛР-220 Нагорный	DS-220/3150	2012
ШР-220 Сквородино №1	DS-220/3150	2012
ЛР-220 Сквородино №1	DS-220/3150	2012
ШР-220 Сквородино №2	DS-220/3150	2012
ЛР-220 Сквородино №2	DS-220/3150	2012
ШР-1-220 НГРЭС	DS-220/3150	2012
ШР-2-220 НГРЭС	DS-220/3150	2012
ЛР-220 НГРЭС	DS-220/3150	2012
ШР-1-220 Хорогочи	DS-220/3150	2012
ШР-2-220 Хорогочи	DS-220/3150	2012
ЛР-220 Хорогочи	DS-220/3150	2012
ШР-1-220 Дипкун	DS-220/3150	2012
ШР-2-220 Дипкун	DS-220/3150	2012
ЛР-220 Дипкун	DS-220/3150	2012

Таблица 1.9 – Параметры силового оборудования 220 кВ ПС Тында

Оборудование	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Силовые трансформаторы		
АТ-1	АТДЦТН-63000/220/110 УХЛ1	1984
АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110 УХЛ1	1987
Трансформаторы напряжения		
ТН-220 1С	JDQXF3-220	2012
ТН-220 2С	JDQXF3-220	2012
Ограничители перенапряжения		
ОПН 220 НПС-20 №1	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 НПС-20 №2	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 НГРЭС	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 Сквородино №1	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 Дипкун	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 АТ-1	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 АТ-2	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 Хорогочи	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 Сквородино №2	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 Нагорный	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012
ОПН 220 УШР	ОПНп-220/800/ 146 10-III УХЛ1	2012

Таким образом, определим объем реконструкции и проектирования:

– проектирование устройств РЗА ВЛ 500 кВ Сквородино – Тында: выбор новых устройств защит, сетевой автоматики ЛЭП 500 кВ, расчет и выбор уставок, параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств;

– проектирование оборудования для вновь образуемых РУ 500 кВ на ПС Сквородино и ПС Тында, в связи с реконструкцией ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №1 и перевооружением ее в ЛЭП 500 кВ;

– проверка существующего оборудования 220 кВ ПС Сквородино и ПС Тында, согласно действующей НТД по проверке оборудования и, при необходимости, предложения по его реконструкции.

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе требуется произвести расчет токов КЗ на рассматриваемом участке электрической сети. В частности, будет рассмотрена ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында и прилегающие смежные подстанции, а именно: транзиты:

- НГРЭС – ПС Тында – ПС Дипкун;
- БАМ/Т – ПС Сковородино – ПС Ульручи/Т;
- ПС Уруша/Т – ПС Сковородино – ПС Гонжа/Т.

Для расчета токов КЗ на всех уровнях напряжения предварительно требуется выбрать силовые трансформаторы, соединяющие проектируемое РУ 500 кВ с существующим ОРУ 220 кВ как на ПС Сковородино, так и на ПС Тында. Для этого будет произведен выбор автотрансформаторов 500/220 кВ на обеих подстанциях. Существующие автотрансформаторы 220/110 кВ будут проверены по нормативному коэффициенту загрузки.

2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Для связи РУ 500 кВ с существующими РУ 220 кВ требуется выбрать автотрансформаторы. Выбор мощности автотрансформаторов связи производим из условия максимального перетока мощности между, РУ 500 кВ и РУ 220 кВ в нормальном и послеаварийных режимах (выход из строя одного из АТ), с учётом перегрузочной способности в аварийном режиме. Наложение аварийного и ремонтного режимов не рассматриваем, т.к. вероятность такого режима очень мала.

Значение максимального перетока мощности в нормальном и послеаварийном режимах берем из данных от организации, полученных в ходе преддипломной практики. Максимальная нагрузка ПС Сковородино (зимний максимум 2019 года) – $138,2+j31,6$ МВА. Максимальная нагрузка ПС Тында (зимний максимум 2019 года) – $125,5+j38,1$ МВА.

Информация о перспективе развития нагрузок в рассматриваемом районе за последние годы отсутствует, получены данные в виде контрольных замеров за декабрь 2019 года. Известны значения активной и реактивной мощностей и напряжения на шинах. Таким образом, наиболее рациональным способом будет определение прогнозируемой нагрузки по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (2.1)$$

где $P_{\max}^{\text{баз}}$ – базовая заданная максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,019 [10];

$t_{\text{прог}}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка – 2026 г.;

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер – 2019 г.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$ равным 7, так как данные контрольных замеров известны на период 2019 года, а текущий год 2021. Поэтому нагрузку прогнозируем на 5 лет вперед, вплоть до 2026 года.

Ниже приведен расчет прогноза максимальной активной мощности для ПС Сквородино.

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 138,2 \cdot (1 + 0,019)^{2026 - 2019} = 157,7 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max}^{\text{прог}} = 31,6 \cdot (1 + 0,019)^{2026 - 2019} = 36,1 \text{ МВар},$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{HH}})^2 + (Q_{\text{HH}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (2.2)$$

где K_3 - нормативный коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

P_{HH}, Q_{HH} - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{(157,7)^2 + (36,1)^2}}{2 \cdot 0,7} = 115,5 \text{ МВА},$$

Минимальная мощность выпускаемых трёхфазных автотрансформаторов, классом напряжения 500/220 кВ составляет – 167 МВА. Предварительно выберем автотрансформатор типа АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1. Основные технические характеристики автотрансформатора приведены в таблице 2.1. - Технические характеристики выбранного автотрансформатора 500 кВ

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
Полная масса, т	166

Проверка по коэффициенту загрузки. Следует отметить, что значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за пределы 0,5 – 0,75; в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора) – не должно быть больше 1,4.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.3)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{115,5}{167} = 0,69.$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{2 \cdot S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.4)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{2 \cdot 115,5}{167} = 1,38.$$

Выбранный автотрансформатор удовлетворяет условиям перегрузочной способности. Таким образом, принимаем к установке на ПС Сковородино 2 автотрансформатора АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1, связывающие РУ 500 кВ и ОРУ-220 кВ, далее АТ-501 и АТ-502.

Аналогично производится выбор и проверка автотрансформатора на ПС Тынды. Подробный расчет представлен в приложении А, в результате которого на ПС Тынды выбрано два автотрансформатора АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1, связывающих РУ 500 кВ и КРУЭ 220 кВ, аналогичных автотрансформаторам, выбранным на ПС Сковородино, далее – АТ-503 и АТ-504. Технические характеристики выбранных автотрансформаторов представлены в таблице 2.1.

Далее выполним проверку автотрансформаторов 220 кВ. Максимальный переток мощности через автотрансформаторы 220 кВ ПС Сквородино составляет $59,1+j14,2$ МВА. Максимальный переток мощности через автотрансформаторы ПС Тында – $49,1+j18,2$ МВА. Данные предоставлены по результатам контрольного замера за декабрь 2019 года, получены в ходе преддипломной практики. Аналогично, выполним прогнозный расчет нагрузок.

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 59,1 \cdot (1 + 0,019)^{2026-2019} = 67,4 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max}^{\text{прог}} = 14,2 \cdot (1 + 0,019)^{2026-2019} = 16,2 \text{ МВар}.$$

$$S_{\text{стр}} = \frac{\sqrt{(67,4)^2 + (16,2)^2}}{2 \cdot 0,7} = 49,5 \text{ МВА}.$$

По данным таблицы 1.5, марка трансформатора АТ-1 – АТДЦТН-63000/220/110 У1, марка АТ-2 аналогичная. Технические данные существующих автотрансформаторов 220 кВ представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические параметры автотрансформатора 220 кВ 63 МВА

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-63000/220/110 У1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	67
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	13,8
Напряжение КЗ ВН-НН, %	28,1
Напряжение КЗ СН-НН, %	17,5

Выполним проверку по нормативным коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{49,5}{63} = 0,79 .$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 49,5}{63} = 1,57 .$$

Расчетные коэффициенты загрузки превышают нормативные значения, таким образом, делаем вывод о необходимости замены АТ-1 и АТ-2 на более мощные. Предварительно выберем автотрансформаторы АТДЦТН-80000/220/110/ УХЛ1. Технические данные выбранных автотрансформаторов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические параметры автотрансформатора 220 кВ 80 МВА

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-80000/220/110 У1
Номинальная мощность, МВА	80
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	14,8
Напряжение КЗ ВН-НН, %	31,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	16,8

Выполним проверку по нормативным коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{49,5}{80} = 0,62 .$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 49,5}{80} = 1,24 .$$

Выбранный автотрансформатор удовлетворяет условиям перегрузочной способности. Окончательно принимаем решение об установке на ПС Скородино двух новых автотрансформаторов марки АДЦТН-80000/220/110, далее – АТ-201 и АТ-202.

Аналогично производится проверка на перегрузочную способность автотрансформаторов на ПС Тынды. Подробный расчет приведен в приложении А, в ходе которого сделан вывод о допустимости дальнейшей эксплуатации существующих автотрансформаторов марки АДЦТН-63000/220/110 УХЛ1 на ПС Тынды, далее АТ-203 и АТ-204.

2.2 Расчет симметричных коротких замыканий

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить упрощенный граф уже реконструированной сети, включая реконструированную ЛЭП 500 кВ, а также прилегающую сеть 220 кВ. Следует отметить, что данная ВКР рассматривает лишь один из этапов реконструкции электрической сети. В частности, не рассматривается вариант строительства ЛЭП 500 кВ в прилегающей сети.

Исходные данные для расчета токов КЗ приняты на основании прохождения преддипломной практики на базе Амурского Государственного университета. В частности, мощности системы, длины и марки проводов ЛЭП, технические данные трансформаторного оборудования.

Подпитка токов прямой и обратной последовательностей от сети 110 кВ, а также от сети 10-35 кВ не учитывается. Считаем, что для расчета уставок проектируемых устройств РЗА ВЛ 500 кВ Скородино – Тынды, подпитка от

вышеуказанной сети ничтожно мала. Кроме этого, по сети 10-110 кВ электрическая сеть не закольцована по условиям РЗА.

Учет подпитки от нейтралей силовых трансформаторов учтен при расчете токов нулевой последовательности при составлении схемы замещения нулевой последовательности и расчете ее параметров. Подробный расчет представлен в приложении А. На рисунке 2.4 представлен упрощенный граф сети для расчета токов КЗ с учетом рассматриваемых реконструкций.

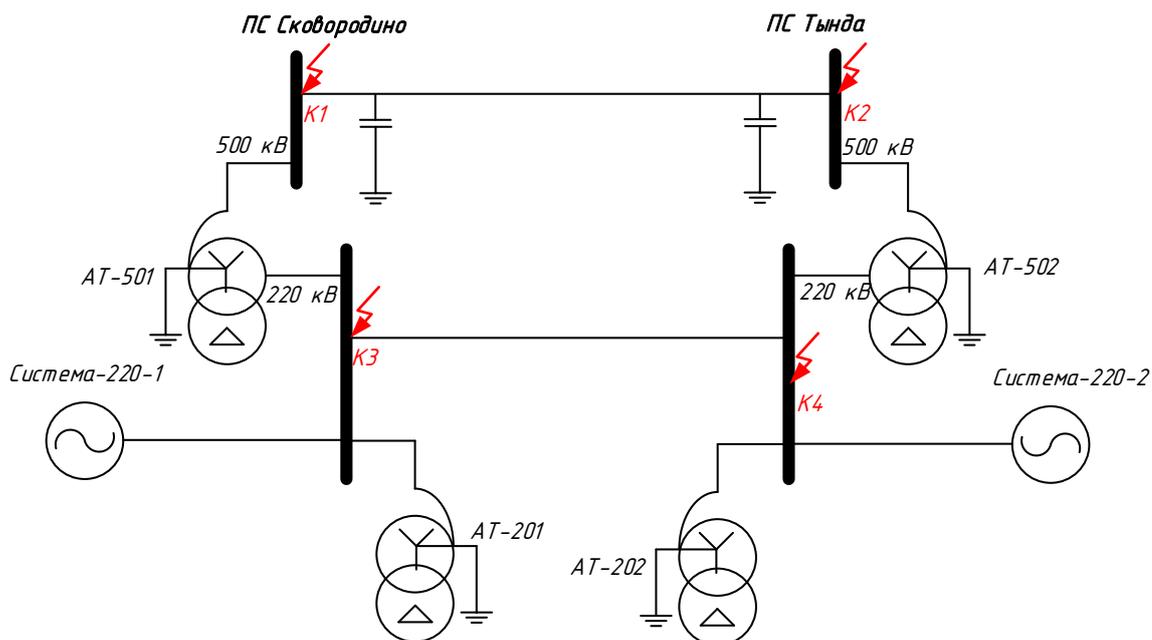


Рисунок 2.4 – Граф сети для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 2.5.

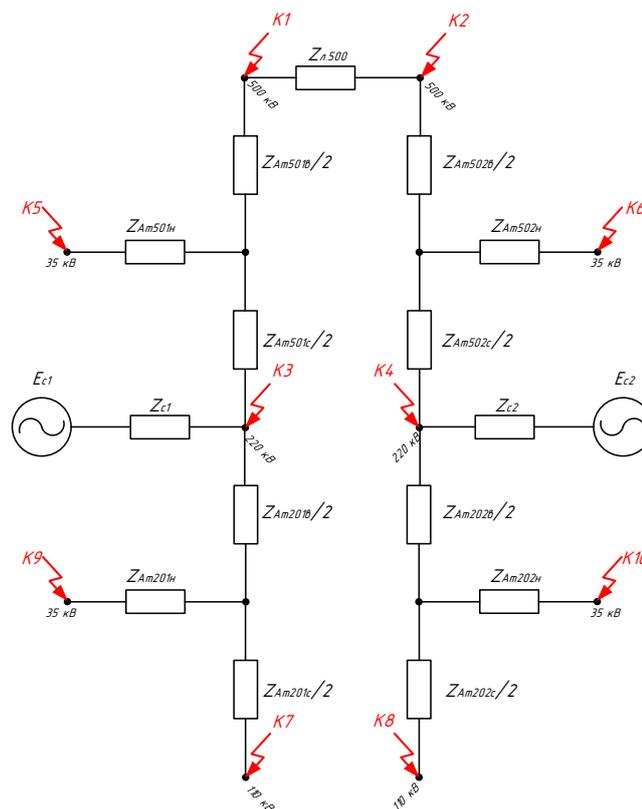


Рисунок 2.5 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силовых трансформаторов.

Данные по линиям приведены в таблице 2.4. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.4 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
КВЛ 500 кВ Сковородино – Тында	3хАС-300/39	153,5	4,51	48,19	587,75
ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/Т	АС-300/39	25,8	2,53	11,1	-
ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/Т	АС-300/39	76,7	7,26	32,4	-

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Ульручы/т - Сковородино	АС-240/39	25,8	3,5	12,3	-
ВЛ 220 кВ Гонжа/т - Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-300/39	114,9	11,03	49,3	-
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында	АС-300/39	141,6	14,9	66,6	-
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС-300/39	147,7	14,2	63,35	-
КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	АС-300/39	74,5	7,15	31,9	-
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	АС-300/39	106,9	9,97	44,55	-
КВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында	АС-300/39	188,2	17,28	77,23	-

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
ПС Сковородино АТ-501, АТ-502	
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
ПС Тында АТ-503, АТ-504	
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50

1	2
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
ПС Сковородино АТ-201, АТ-202	
Марка	АТДЦТН-80000/220/110 У1
Номинальная мощность, МВА	80
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	14,8
Напряжение КЗ ВН-НН, %	31,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	16,8
ПС Тында АТ-203, АТ-204	
Марка	АТДЦТН-63000/220/110 У1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	21
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	13,8
Напряжение КЗ ВН-НН, %	28,1
Напряжение КЗ СН-НН, %	17,5

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (2.5)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз.с}$ – уровень токов КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (2.6)$$

где x_0 – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$ – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трехобмоточного или автотрансформатора. Сначала определяются напряжения КЗ каждой обмотки, %:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}), \quad (2.7)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}), \quad (2.8)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}), \quad (2.9)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (2.10)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$ – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной из ветвей, остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Значение уровней токов КЗ системы получено в ходе преддипломной практики в отделе расчетов Службы РЗА. Для примера выполним расчет для Системы 1:

$$I_{кз.с1} = 2 \text{ кА} .$$

$$Z_{с1} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 2,0} = 63,5 \text{ Ом} .$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере КВЛ 500 кВ Сквородино - Тынды:

$$X_{л.500.Сков.Тнд} = 0,314 \cdot 153,7 = 48,19 \text{ Ом} .$$

$$R_{л.500.3ГЭС.Сков} = 0,0293 \cdot 153,7 = 4,51 \text{ Ом} .$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.500.3ГЭС.Сков} = \sqrt{48,19^2 + 4,51^2} = 68,24 \text{ Ом} .$$

Для ЛЭП 500 кВ следует выполнить расчет проводимости на землю. Значение удельной проводимости принимаем на основании справочных данных [10].

$$B_{л.500.3ГЭС.Сков} = 3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 153,7 = 587,75 \cdot 10^{-6} \text{ См} .$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере АТ-501.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25 \% .$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (21,5 + 11 - 35) = -1,25 \% .$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (21,5 + 35 - 11) = 22,75 \% .$$

$$X_{am501.g} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{500^2}{167000} = 183,4 \text{ Ом} .$$

$$X_{am501.c} = \frac{-1,25}{100} \cdot \frac{230^2}{167000} = -3,96 \text{ Ом} .$$

$$X_{am501.u} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{38,5^2}{83500} = 4,04 \text{ Ом} .$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1.

Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 2.2.2, приводим к виду, изображенному на рисунке 2.2.3, исключая возможность подпитки междуфазного КЗ от сети 35-10 кВ.

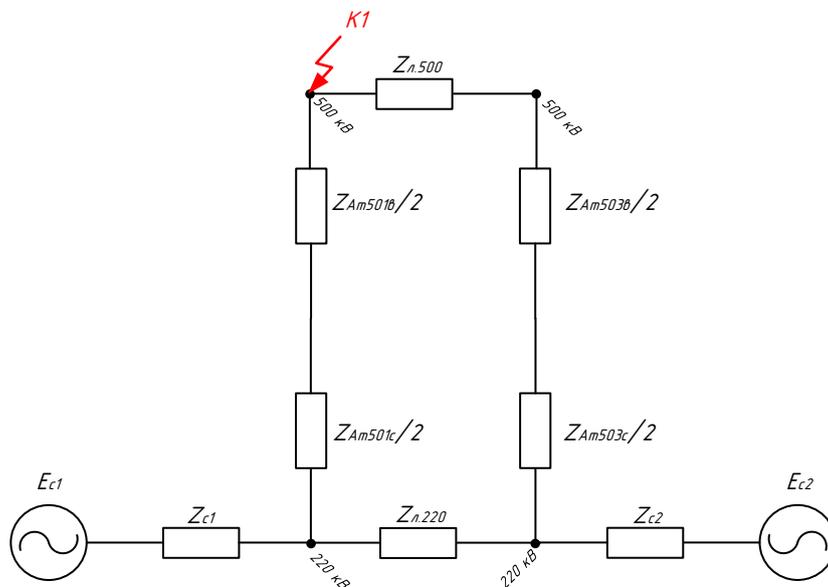


Рисунок 2.6 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

На первом этапе преобразований воспользуемся методом последовательного преобразования и приведем схему к виду, показанному на рисунке 2.2.4:

$$Z_1 = \frac{184,4}{2} + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 81,8 \text{ Ом}.$$

$$Z_2 = 48,4 + \frac{184,4}{2} + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 130,2 \text{ Ом}.$$

$$Z_3 = 68,2 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2 = 342,2 \text{ Ом}.$$

Далее преобразуем треугольник в звезду:

$$Z_4 = \frac{81,8 \cdot 130,2}{81,8 + 130,2 + 342,2} = 19,2 \text{ Ом}.$$

$$Z_4 = \frac{81,8 \cdot 342,2}{81,8 + 130,2 + 342,2} = 50,5 \text{ Ом} .$$

$$Z_4 = \frac{130,2 \cdot 342,2}{81,8 + 130,2 + 342,2} = 80,4 \text{ Ом} .$$

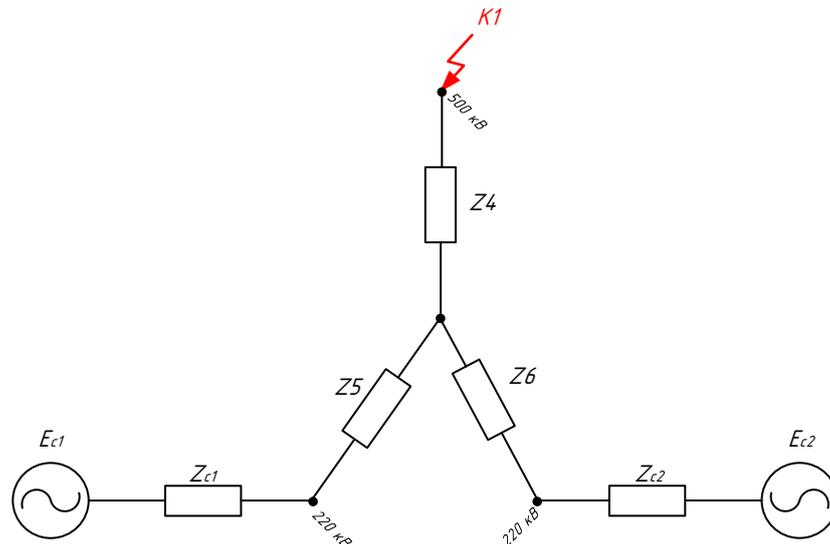


Рисунок 2.7 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экр.К1}} = \frac{(80,4 + 47,1 \cdot 5,014) \cdot (50,5 + 63,5 \cdot 5,014)}{80,4 + 47,1 \cdot 5,014 + 50,5 + 63,5 \cdot 5,014} + 19,2 = 189,5 \text{ Ом} .$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет тока трёхфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}} . \tag{2.11}$$

где $E_{ном}$ – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{сумм}$ – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{1.n} = \frac{515}{\sqrt{3} \cdot 189,5} = 1,6 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 2.8.

2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания

Составим также схему замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью. Схема замещения нулевой последовательности включает в себя обмотки силовых трансформаторов, соединенных в треугольник. Схема представлена на рисунке 2.8.

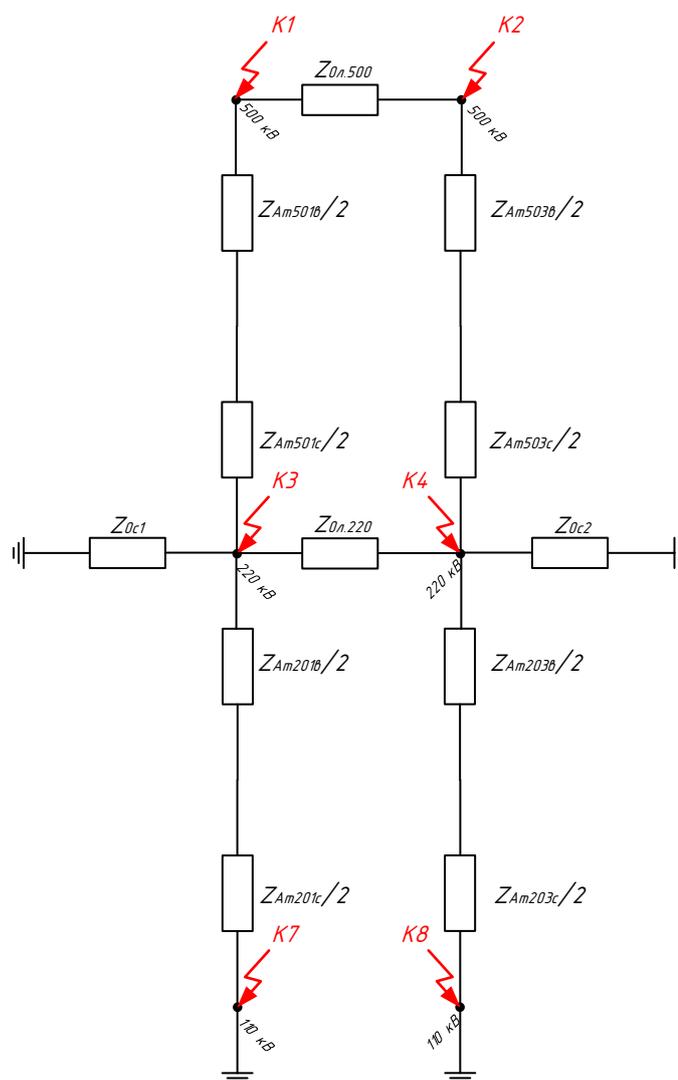


Рисунок 2.8 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее необходимо определить параметры схемы замещения нулевой последовательности. В справочной литературе [9] имеется возможность применения прямой связи параметров схемы замещения прямой и нулевой последовательностей, воспользовавшись которыми можно упростить расчет рассматриваемой сети. Расчет параметров схемы нулевой последовательности представлен в приложении А.

Расчет тока $K3$ покажем в качестве примера для точки $K1$. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенном на рисунке 2.8.

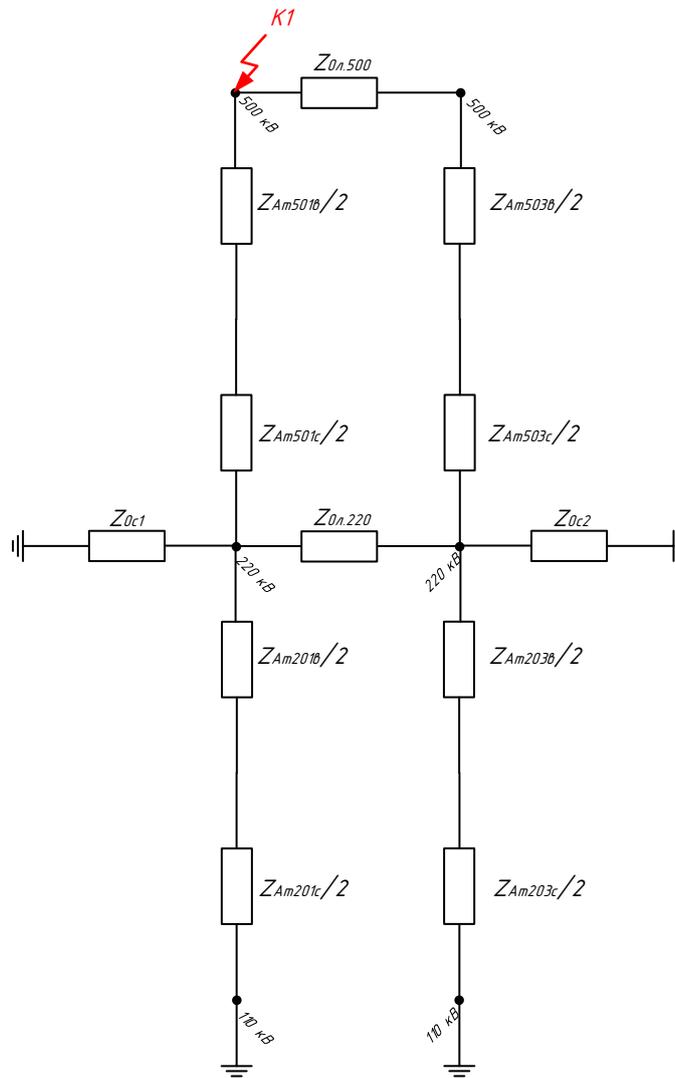


Рисунок 2.9 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Выполним преобразования методом последовательного преобразования для приведения схемы замещения к виду, показанному на рисунке 2.9.

$$Z_{01} = \frac{0,092 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} + \frac{97,537 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 245,4 \text{ Ом} .$$

$$Z_{02} = \frac{245,4 \cdot 40,97 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{245,4 + 40,97 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2} = 111,8 \text{ Ом} .$$

$$Z_{03} = \frac{3,718 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} + \frac{102,4 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 294,1 \text{ Ом}.$$

$$Z_{04} = \frac{294,1 \cdot 52,9 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{294,1 + 52,9 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2} = 139,5 \text{ Ом}.$$

$$Z_{05} = \frac{183,4}{2} + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 81,8 \text{ Ом}.$$

$$Z_{06} = \frac{183,4}{2} + 121,0 + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} = 202,8 \text{ Ом}.$$

$$Z_{07} = 204,7 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2 = 1027 \text{ Ом}.$$

Далее преобразуем треугольник в звезду:

$$Z_{08} = \frac{81,8 \cdot 202,7}{81,8 + 202,7 + 1027} = 12,6 \text{ Ом}.$$

$$Z_{09} = \frac{81,8 \cdot 1027}{81,8 + 202,7 + 1027} = 64,02 \text{ Ом}.$$

$$Z_{010} = \frac{202,7 \cdot 1027}{81,8 + 202,7 + 1027} = 158,8 \text{ Ом}.$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 2.3.3.

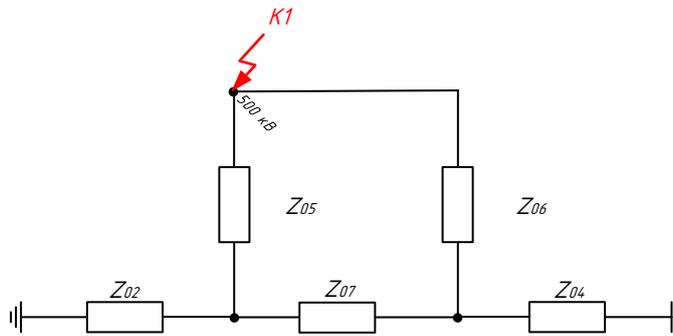


Рисунок 2.10 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для расчетной точки К1 равно:

$$Z_{0\text{экв.К1}} = \frac{(139,5 + 158,8) \cdot (111,8 + 64,02)}{139,5 + 158,8 + 111,8 + 64,02} + 12,65 = 123,3 \text{ Ом}.$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на зеслю. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эквКi}} + Z_{0\text{эквКi}})}, \quad (2.12)$$

где $E_{\text{ном}}$ – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{эквКi}}$ – суммарное значение сопротивления прямой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом;

$Z_{0\text{эквКi}}$ – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 515}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 189,48 + 123,3)} = 1,8 \text{ кА}.$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} . \quad (2.13)$$

где $I_{1.n}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА.

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,6 = 1,36 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 2-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ, кА
1	2	3	4
К-1	1,57	1,36	1,78
К-2	1,57	1,36	1,76
К-3	3,91	3,38	4,72
К-4	4,31	3,73	4,95
К-5	4,46	3,86	-
К-6	4,46	3,86	-
К-7	3,20	2,77	3,33
К-8	2,97	2,57	3,0
К-9	4,10	3,55	-
К-10	2,81	2,43	-

2.4 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

В процессе выбора нового оборудования и проверки уже существующего необходимо выполнить расчет на его устойчивость токам КЗ в момент возникновения аварии. Для этого необходимо рассчитать ток, оказывающий наибольшее динамические и электростатические воздействия на первичное оборудование.

Из рассчитанных в п.2.2 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-1. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (2.14)$$

где k_{y0} - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных [5]. Для каждого класса напряжения представлен в приложении А.

$I_{i,n}$ - периодическая составляющая расчетного вида КЗ, кА.

$$I_{1,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,78 = 4,47 \text{ кА}.$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n}, \quad (2.15)$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 1,78 = 2,51 \text{ кА}.$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета токов КЗ для выбора и проверки оборудования

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-1	1-фазное	1,78	2,51	4,47
К-2	1-фазное	1,76	2,48	4,42
К-3	1-фазное	4,72	6,67	12,08
К-4	3-фазное	4,31	6,01	11,02
К-5	3-фазное	4,46	6,30	12,45
К-6	3-фазное	4,46	6,30	12,45
К-7	1-фазное	3,33	4,70	8,51
К-8	1-фазное	3,0	4,25	7,69
К-9	3-фазное	4,10	5,80	11,45
К-10	3-фазное	2,81	3,97	7,85

Далее произведём расчет наибольших рабочих токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки.

Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы.

$$I_{\text{раб.т}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} , \quad (2.16)$$

где $S_{\text{тр}}$ - номинальная мощность стороны силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.тр}}$ - номинальное напряжение стороны силового трансформатора, кВ.

Рабочие токи через стороны АТ-501(502):

$$I_{\text{раб.ам5.в}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 193 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.ам5.с}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 419 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.ам5.н}} = \frac{167000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1252 \text{ A}.$$

Рабочие токи через стороны АТ-201(202):

$$I_{\text{раб.ам1.в}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 201 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.ам1.с}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.ам1.н}} = \frac{80000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ A}.$$

Рабочие токи через стороны АТ-203(204):

$$I_{\text{раб.м3.в}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.м3.с}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 301 \text{ A}.$$

$$I_{\text{раб.м3.н}} = \frac{21000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 315 \text{ A}.$$

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында №1 с перевооружением ее в ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында требует соответствующей реконструкции на ПС Сковородино и ПС Тында с образованием новых распределительных устройств 500 кВ.

В объем, рассмотренный в ВКР, входит также проверка оборудования распределительных устройств 220 кВ на ПС Сковородино и ПС Тында, помимо выбора нового оборудования РУ 500 кВ.

3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ

На сегодняшний день наиболее надежным из всех представленных типов распределительных устройств на рынке высоковольтного оборудования электроэнергетики является КРУЭ – распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Данный тип РУ выполняется для классов напряжения от 35 до 750 кВ. Одним из особенностей выполнения распределительного устройства в виде КРУЭ является экономия пространства на территории ПС, что особенно актуально для уже построенных объектов и особенностей уже сложившегося рельефа.

Таким образом, на ПС Сковородино и ПС Тында, для класса напряжения 500 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы». Технические данные ячеек выбранного оборудования указаны в таблице 3.1.

КРУЭ 500 кВ исполнения 550 SR отвечает требованиям потребителей по экономической эффективности, компактности, высокой надежности, низким эксплуатационным затратам и долговечности. Выключатель оснащен хорошо зарекомендовавшим себя гидравлическим приводом. Благодаря горизонтальному расположению выключатель экономит занимаемое пространство и гарантирует легкость обслуживания.

Особенности:

– одноразрывный выключатель;

- высокая способность и надежность гидравлического механизма для автоматического выключателя;
- сертифицированы по стандартам ИЕС и ГОСТ;
- однофазное исполнение.

Таблица 3.1 – Основные параметры КРУЭ HYUNDAI 550 SR

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	120
Ток термической стойкости, кА/с	63

3.2 Разработка однолинейной схемы ПС

Перед производством проектирования электрической части РУ 500 кВ, выбора и проверки первичного оборудования требуется разработать однолинейную схему объекта.

Для ПС Сквородино и ПС Тында требуется выбрать однолинейную схему для КРУЭ 500 кВ. Как было указано ранее, ввод новой ВЛ 500 кВ Сквородино – Тында не единственная единица проектирования, т.к. планируется масштабная комплексная реконструкция связи Западного энергорайона с ОЭС Востока со строительством связей 500 кВ ЗГЭС – Сквородино – Тында – НГРЭС. В объем ВКР входит проектирование одной ЛЭП 500 кВ.

Учитывая перспективу дальнейшего развития, делаем вывод о том, что будут выполнены ячейки под дополнительные ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Сквородино на ПС Сквородино и ВЛ 500 кВ НГРЭС – Тында на ПС Тында, помимо рассматриваемой ВЛ 500 кВ Сквородино – Тында.

Исходя из количества присоединений и требований к надежности, на ПС Тында и ПС Сквородино принимаем аналогичные типовые схемы №17 «Полуторная», которая применяется при 4 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений.

Схема 17 - с «полупора» выключателями на присоединение применяются в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимости ячеек РУ. Данная схема изображена на рисунке 3.1.

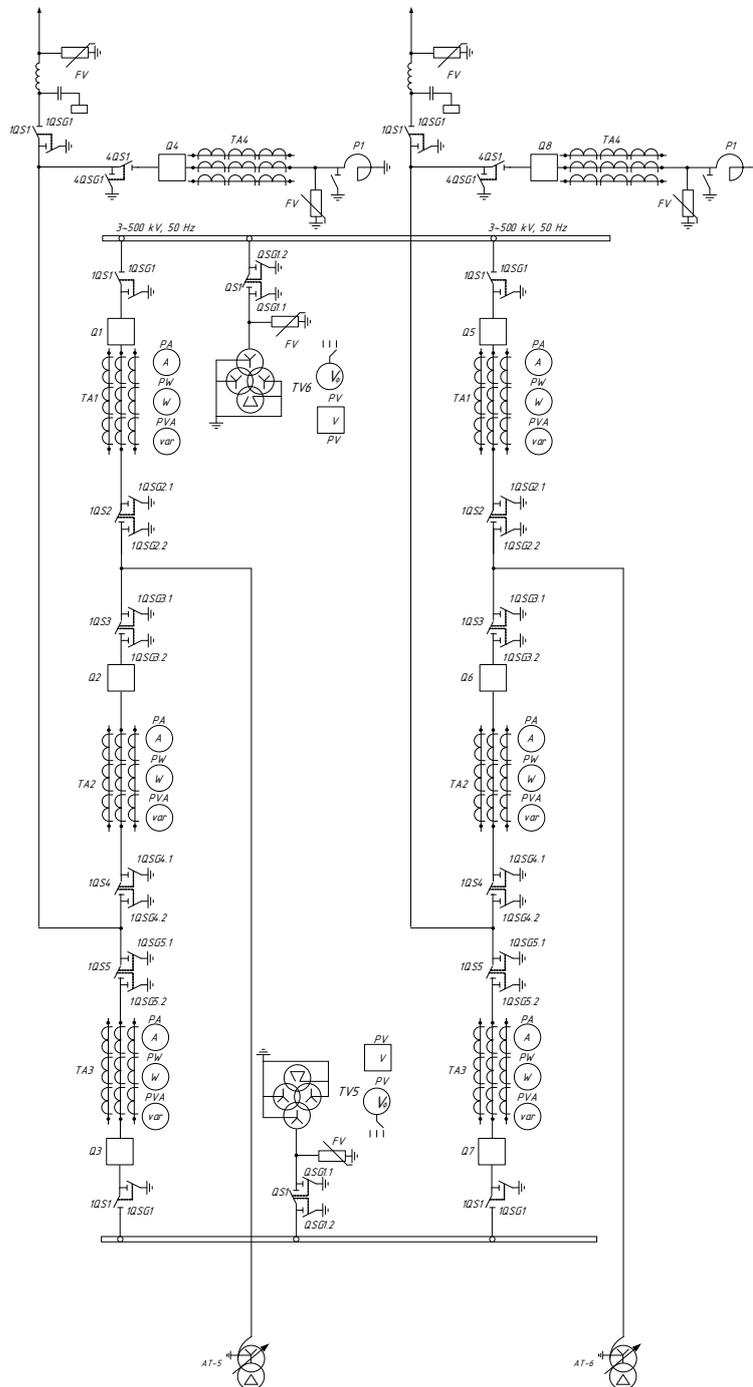


Рисунок 3.1 – Однолинейная схема РУ 500 кВ на ПС Сквородино и ПС Тында

Далее рассмотрим схему существующих распределительных устройств

подстанций. На ПС Сковородино на напряжении 220 кВ установлено ОРУ 220 кВ, где используется типовая схема 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Используется В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. Данная схема изображена на рисунке 3.2.

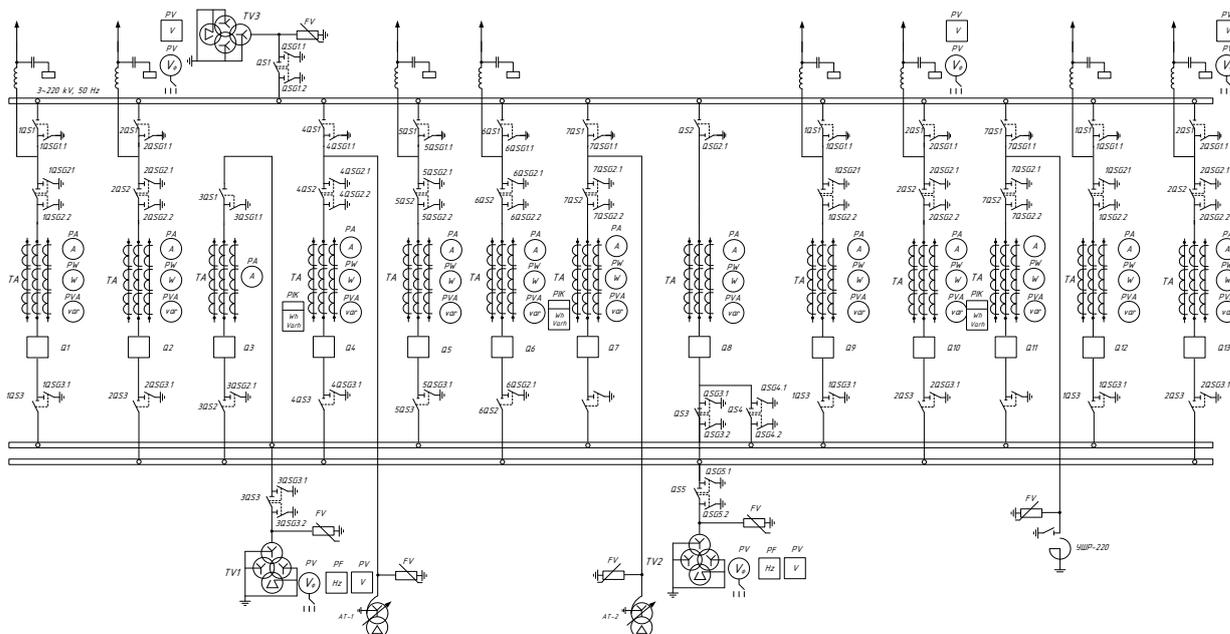


Рисунок 3.2 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ ПС Сковородино

На ПС Тында на напряжении 220 кВ установлено КРУЭ 220 кВ, где используется типовая схема 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Используется для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин. Данная схема изображена на рисунке 3.3.

Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 400/39, допустимый ток которых $I_{доп} = 1500$ А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (3.1)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (3.2)$$

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

r_0 – радиус провода;

E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D} \cdot \lg \frac{cp}{r_0}, \quad (3.3)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_o.$$

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2.$$

$$41,7 \geq 30,78.$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-400/39.

3.4 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого, производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (3.4)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отсвыкл}, \quad (3.5)$$

где $t_{рз}$ - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивающей дальнейшее резервирование – 5 с.

Проверку по способности отключения аperiodической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (3.6)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

3.4.1 Выбор и проверка выключателей КРУЭ 500 кВ на ПС Скворородино и ПС Тында

Центральным элементом распреустройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры
- привода.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Таким образом, предварительно, выбираем элегазовый выключатель 500 кВ в составе КРУЭ марки 550 SR. Для данного выключателя ток отключения составляет 63 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с. Выполним расчеты, согласно формул 3.3 – 3.6.

$$t_{откл} = 5,0 + 0,048 = 5,048 \text{ с} .$$

$$B_x = 1,8^2(5,048 + 0,02) = 367 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,6 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 500 кВ на ПС Сквородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток, А	4000	193
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	1,8
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	2,51
Ток термической стойкости, кА	63	1,8
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2000	12,48
Ток динамической стойкости, кА	120	4,47

Таким образом, выключатель 550 SR удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 500 кВ 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы».

Выбор и проверка выключателя в составе КРУЭ 500 кВ ПС Тында приведен в приложении А. В результате расчета выключатель 550 SR удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное на ПС Тында КРУЭ 500 кВ 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы». Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 500 кВ на ПС Тында

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток, А	4000	193
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	1,75
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	2,48
Ток термической стойкости, кА	63	1,75
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	20000	15,64
Ток динамической стойкости, кА	120	4,42

3.4.2 Проверка выключателей ОРУ 220 кВ на ПС Сквородино и КРУЭ 220 кВ на ПС Тында

На ОРУ 220 кВ на ПС Сквородино применяются несколько видов выключателей. Приведем параметры для каждого из типов.

Для выключателей типа ЗАР1 DN-245:

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 45 %;
- полное время отключения – 0,04 с.

Для выключателей типа GL-314:

- номинальный ток отключения – 50 кА;
- доля апериодической составляющей – 38 %;
- полное время отключения – 0,045 с.

Остальные параметры и их сравнение с расчетными значениями, а также сами расчеты приведены в приложении А. Техническое сравнение параметров приведено в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4. - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ ЗАР1 DN-245 на ПС Сковородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток, А	2500	419
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	4,72
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	25,5	6,67
Ток термической стойкости, кА	40	4,72
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	15900	113
Ток динамической стойкости, кА	80	12,08

Таблица 3.5 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ GL-314 на ПС Сковородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток, А	2500	419
Номинальный ток включения/отключения, кА	45	4,72
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	26,9	6,67
Ток термической стойкости, кА	45	4,72
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	16000	113
Ток динамической стойкости, кА	80	12,08

Таким образом, делаем вывод, что установленные выключатели на ОРУ 220 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

На ОРУ 220 кВ на ПС Тынды применяются выключатели в составе КРУЭ 220 кВ. Приведем параметры для ZF 16-252(L):

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 45 %;

– полное время отключения – 0,04 с.

Остальные параметры и их сравнение с расчетными значениями, а также сами расчеты приведены в приложении А. Техническое сравнение параметров приведено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ ZF 16-252(L) на ПС Тында

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток, А	2500	419
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	4,31
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	25,5	6,09
Ток термической стойкости, кА	40	4,31
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	15900	124
Ток динамической стойкости, кА	80	11,02

3.5 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Что касается разъединителей и заземлителей КРУЭ, они поставляются совместно с ячейками и не подлежат проверке на электродинамическую стойкость, поскольку выключатели прошли данную проверку.

3.5.1 Описание разъединителей и заземлителей КРУЭ

У КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы» и КРУЭ 220 кВ на Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находя-

щийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

3.5.2 Проверка разъединителей ОРУ 220 кВ

На ОРУ 220 кВ ПС Сквородино установлены разъединители типа РДЗ-2-220/1000 УХЛ1, РДЗ-1-220/1000 У1, РНДЗ.1б-220/1000 У1, РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1.

Каждый из представленных типов имеет одинаковые основные параметры, по которым производится проверка. Таким образом, приведем обобщенную сравнительную таблицу для разъединителей ОРУ 220 кВ (таблица 3.7).

Таблица 3.7 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	1000	419
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	15900	113
Ток динамической стойкости, кА	80	12,08

Таким образом, делаем вывод, что разъединители ОРУ 220 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (3.7)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} , \quad (3.8)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
ПС Сковородино					
Ввода 500 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 500 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6
Линии 220 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12
ПС Тында					
Ввода 500 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 500 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8
Ввода 220 кВ трансформаторов					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	9	ЦП 8501/10	4,5	4,5	4,5
Ваттметр	9	ЦП 8506/120	0,9	0,9	0,9
Варметр	9	ЦП 8506/120	0,9	0,9	0,9
Счетчик комплексный	9	СЕ 304	4,5	4,5	4,5
<i>Итого</i>	-	-	13,2	13,2	13,2

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}), \quad (3.9)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (3.10)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (3.11)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (3.12)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.13)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (3.14)$$

3.6.1 Выбор и проверка трансформаторов тока КРУЭ 500 кВ на ПС Скородино и ПС Тында

В качестве примера приведем расчет для стороны 500 кВ, согласно формул 3.9-3.14. Предварительно выберем для проверки трансформаторы тока 550 SR в составе одноименного КРУЭ. Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

$$r_{ПРИБ} = \frac{4,8}{5^2} = 0,192 \text{ Ом} .$$

$$r_{ПР} = 20 - 0,192 - 0,05 = 19,76 \text{ Ом} .$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,76} = 0,1 \text{ мм}^2 .$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом} .$$

$$Z_2 = 0,192 + 0,7 + 0,05 = 0,942 \text{ Ом} .$$

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлены в таблицах 3.9 и 3.10.

Таблица 3.9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУЭ 500 кВ на ПС Сковородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	193
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	1,78
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	4,47
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,942

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 550 SR в составе КРУЭ 500 кВ на ПС Сковородино

Таблица 3.10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУЭ 500 кВ на ПС Тында

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	193
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	1,78
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	4,47
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,942

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 550 SR в составе КРУЭ 500 кВ на ПС Тында.

3.6.2 Проверка трансформаторов тока ОРУ 220 кВ на ПС Сковородино и КРУЭ 220 кВ ПС Тында

На ОРУ 220 кВ ПС Сковородино установлены несколько видов трансформаторов тока: ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1, СА-245, АГУ-245. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблицах 3.11-3.13.

Таблица 3.11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1 на ПС Сковородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	45	1,76

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	4,42
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,23

Таблица 3.12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для СА-245 на ПС Сквородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	50	1,76
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	4,42
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	15	1,23

Таблица 3.13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для АГУ-245 на ПС Сквородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	1,76

1	2	3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	82	4,42
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,23

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов тока, установленных на ОРУ 220 кВ ПС Сковородино.

На ПС Тында в составе КРУЭ 220 кВ Установлены трансформаторы тока LR-220. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 3.14. Таблица 3.14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для LR-220 на ПС Тында

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	4,95
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	82	11,02
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,3

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов тока, установленных в КРУЭ 220 кВ ПС Тында.

3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<i>ПС Сковородино</i>			
Шины 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Линии 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	52
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	26
<i>ПС Тында</i>			
Шины 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

1	2	3	4
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Линии 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	52
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	26

3.7.1 Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ

В КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы» каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 500 кВ:

$$S_p = \sqrt{52^2 + (52 \cdot 0,65)^2} = 62 \text{ ВА}.$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения 500 кВ на ПС Тында выполняется аналогично и приведен в приложении А.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 3.16 и 3.17.

Таблица 3.16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 500 кВ на ПС Сковородино

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	615	575
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	500	500
Предельная мощность ТН, ВА	300	62

Таблица 3.17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 500 кВ на ПС Тында

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	615	575
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	500	500
Предельная мощность ТН, ВА	300	62

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ 500 кВ.

3.7.2 Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 220 кВ на ПС Сковородино

На ОРУ 220 кВ ПС Сковородино установлены трансформаторы напряжения VPU-245.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 3.18.

Таблица 3.18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для VPU-245

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов напряжения ОРУ 220 кВ.

3.7.3 Проверка трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ на ПС Тында

В составе КРУЭ 220 кВ на ПС Тында установлены трансформаторы напряжения JDQXF3-220.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 3.19.

Таблица 3.19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для JDQXF3-220

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ.

3.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ 500 кВ

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой однополюсно (пофазно) секционированное КРУЭ заводской готовности с использованием вакуумных выключателей.

Все части герметически защищены и изолированы от прикосновения к токоведущим частям, закрытым металлическим заземленным корпусом. (Токосоведущие части защищены от прикосновения герметичным металлическим заземлённым корпусом.) Герметическая система, находящаяся под давлением, соответствует нормам утечки МЭК № 60694. Утечка элегаза составляет меньше чем 0,1 % в год.

Элегаз служит исключительно как изоляционная среда, а не как среда гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются исключительно за счет использования элегаза без использования других изолирующих материалов. Степень защиты первичных цепей составляет IP65. Секционирование достигается за счет использования литых корпусов, выполненных из коррозионно-стойкого алюминия.

Установка силового выключателя внутри ячейки выполнена таким образом, чтобы все ремонтные и эксплуатационные работы могли бы быть произведены в самые короткие сроки. Сборные шины при этих работах могут без отключения и без каких-либо ограничений находиться в эксплуатации

Каждая отдельная секция имеет свои собственные предохранительные мембраны, которые в случае возникновения внутренней дуги предотвращают неконтролируемый разрыв корпуса КРУЭ и ведут к направленному отводу находящихся под высоким давлением горячих газов. Предохранительные разрывные мембраны работают по следующему принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых значений мембрана разрезается скрещенными ножами, встроенными в корпус. При этом разница в давлении, выдерживаемом корпусом (10 000 hPa), и давлении срабатывания мембраны (3 600 hPa) имеет достаточный запас надежности.

За счет минимального использования пластиковых изоляторов уменьшается вероятность пожара в случае возникновения дуги.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин. Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газозилирующей перегородкой.

Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются все три полюса. Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионностойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной главе произведен выбор устройств РЗА для проектируемой ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында. Выбраны комплексы микропроцессорных терминалов среди отечественных производителей, осуществляющие функции основных, резервных защит и сетевой автоматики, и управления выключателями 500 кВ.

Выполнен расчет параметров настройки выбранных защит и сетевой автоматики. Расчет произведен на основании методических указаний производителей [23], руководящих указаний по расчету релейной защиты и автоматики [13], норм нормативно технической документации, ПУЭ, ПТЭ.

Рассматриваемая ЛЭП – транзитная, отстройка и согласование защит производится с защитами автотрансформаторов 500 кВ по обоим концам ЛЭП, ввиду отсутствия прилегающих ЛЭП 500 кВ.

4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты ЛЭП. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында со стороны ПС 500 кВ Сковородино. Расчет со стороны ПС 500 кВ Тында аналогичен и представлен в приложении Б.

В соответствии с ПУЭ [8], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от всех видов коротких замыканий.

В качестве основной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства АВВ типа RED670, включающий в себя дифференциальную защиту линии с комплектом ступенчатых защит и устройством ОАПВ. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- ДЗЛ;
- 5-ступенчатую ДЗ;
- МТЗ;

- 5-ступенчатую ТЗНП;
- МТО;
- ОАПВ;
- УРОВ.

Так как на основании руководящих документов и нормативных требований ПУЭ и ПТЭ на ЛЭП 500 кВ необходима установка двух независимых комплектов основной защиты, отметим, что в качестве второй основной защиты выполняется телеускорение (ТУ) ступенчатых защит.

Телеускорение – ускорение до минимально возможного времени срабатывания ступеней резервных защит от однофазных или междуфазных КЗ с использованием аппаратуры передачи команд. Пуск команд с противоположной стороны ВЛ осуществляется по факту действия защит на отключение (отключающая команда), или по факту срабатывания направленных пусковых и измерительных органов (разрешающая команда). С приемной стороны телеускоряемые ступени могут действовать на отключение одной фазы (с пуском ОАПВ), либо 3-х фаз (с пуском ТАПВ).

В качестве резервной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства АВВ типа REL670, включающий в себя комплект ступенчатых защит с логикой телеускорения по ВЧ или ВОЛС каналам связи. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую ДЗ;
- МТЗ;
- 5-ступенчатую ТЗНП;
- МТО;
- ОАПВ;
- логику ТУ.

В качестве устройства автоматики управления выключателем принимаем к установке терминал производства АВВ типа ШЭ2710 511, включающий в себя функции автоматики управления выключателем (АУВ), защиты от

неполнофазного включения и неполнофазного режима работы (ЗНФ, ЗНФР).

Терминал включает в себя следующие основные функции:

- АУВ;
- ЗНФ;
- ЗНФР;
- ОАПВ;
- ТАПВ;
- УРОВ.

Покажем расстановку выбранных комплексов защит и автоматики на рисунке 4.1.

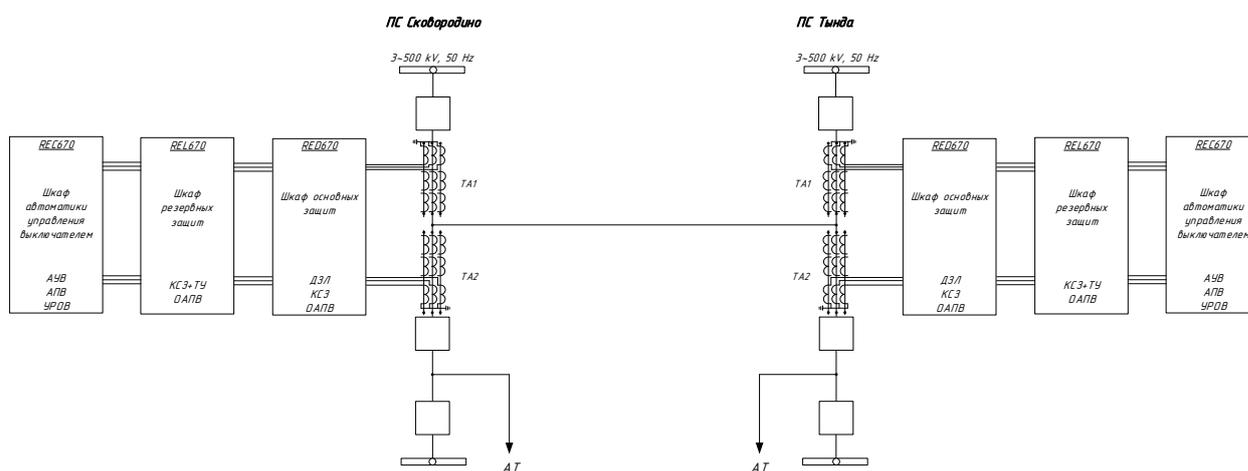


Рисунок 4.1 – Места установки выбранных устройств РЗА

4.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП

В качестве защиты от междуфазных замыканий выступает ДЗ. В качестве примера покажем расчет ДЗ со стороны ПС Сковородино. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по РЗ [16].

В качестве расчетных данных принимаем токи КЗ из таблицы 2.6. Параметры сопротивлений линий приведен ранее в таблице 2.7. Параметры сопротивлений трансформаторов приведен в таблице 2.8.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot Z_n, \quad (4.1)$$

где Z_n - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot 48,4 = 41,1 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени первой ступени, как правило, принимается равной минимально возможному значению, обеспечивающему быстроедействие. Для быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаем значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

- 1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left(Z_n + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right), \quad (4.2)$$

где Z_n – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

Z_m – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{cplI} = 0,85 \cdot \left(48,4 + \frac{183}{1,51} \right) = 144,3 \text{ Ом}.$$

- 2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} , \quad (4.3)$$

где $Z_{л.}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$ – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в защите предыдущей ЛЭП при КЗ в конце зоны резервирования защиты ЛЭП, с которой проводится согласование, о.е.

По данному условию согласование не производится ввиду отсутствия согласуемых линий на территории рассматриваемой сети.

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5с$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.сМ}^I + \Delta t , \quad (4.4)$$

$$t_{с.з}^{II} = 0,5 + 0,5 = 1,0 с .$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} , \quad (4.5)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{144,3}{48,4} = 2,98 > 1,2 .$$

Согласно требований ПУЭ, при наличии основной защиты, коэффициент чувствительности резервных защит не должен быть менее 1,2. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода:

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{сз}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{л}} - \varphi_{\text{раб}})} , \quad (4.6)$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение напряжения сети ($0,9U_{\text{ном}}$), В;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{\text{сз}}$ – коэффициент самозапуска;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле;

$\varphi_{\text{л}}$ – угол линии, °;

$\varphi_{\text{раб}}$ – угол нагрузки, °;

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 500}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 2000 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(85 - 30)} = 146,8 \text{ Ом} .$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{см.л}}} , \quad (4.7)$$

$$k_q^{III} = \frac{146,8}{231,4} = 0,634 < 1,2.$$

При невыполнении требований чувствительности, выполним расчет по требованиям минимальной чувствительности к ступени, увеличив ступень, с которой производится согласование по времени.

$$Z_{сз}^{III} = 234,4 \cdot 1,2 = 277,7 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (4.8)$$

где $t_{с.з.см}^{II}$ – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$ – время периода качаний (0,2 с);

Δt – ступень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = 1,0 + 2,0 + 0,5 = 3,5 \text{ с}.$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{МЧ})}{2}, \quad (4.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}}, \quad (4.10)$$

где $Z_{уст}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{41,1 \cdot (1 + \sin 84,7)}{2} = 41,1 \text{ Ом} .$$

$$R_{уст} = \frac{41,1}{2 \cdot \sin 84,7} = 20,7 \text{ Ом} .$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ. Подробный расчет, а также расчет со стороны ПС Тынды приведен в приложении Б. Результаты расчетов сведены в таблицы 4.1 и 4.2, характеристики представлены в графической части выпускной работы и на рисунках 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Сковородино

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	41,1	4,1
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	20,66	2,1
Наклон характеристики I ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	144	14,4
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	72,5	7,2

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
Наклон характеристики II ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	277,1	27,7
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	139,4	13,9
Наклон характеристики III ступени, °	84,7	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,5	

Таблица 4.2 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Тынды

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	41,1	4,1
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	20,66	2,1
Наклон характеристики I ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	148,3	14,8
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	74,6	7,5
Наклон характеристики II ступени, °	84,7	

1	2	3
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	293	29,3
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	147,5	14,7
Наклон характеристики III ступени, °	84,7	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание III ст. ДЗ, с	3,0	

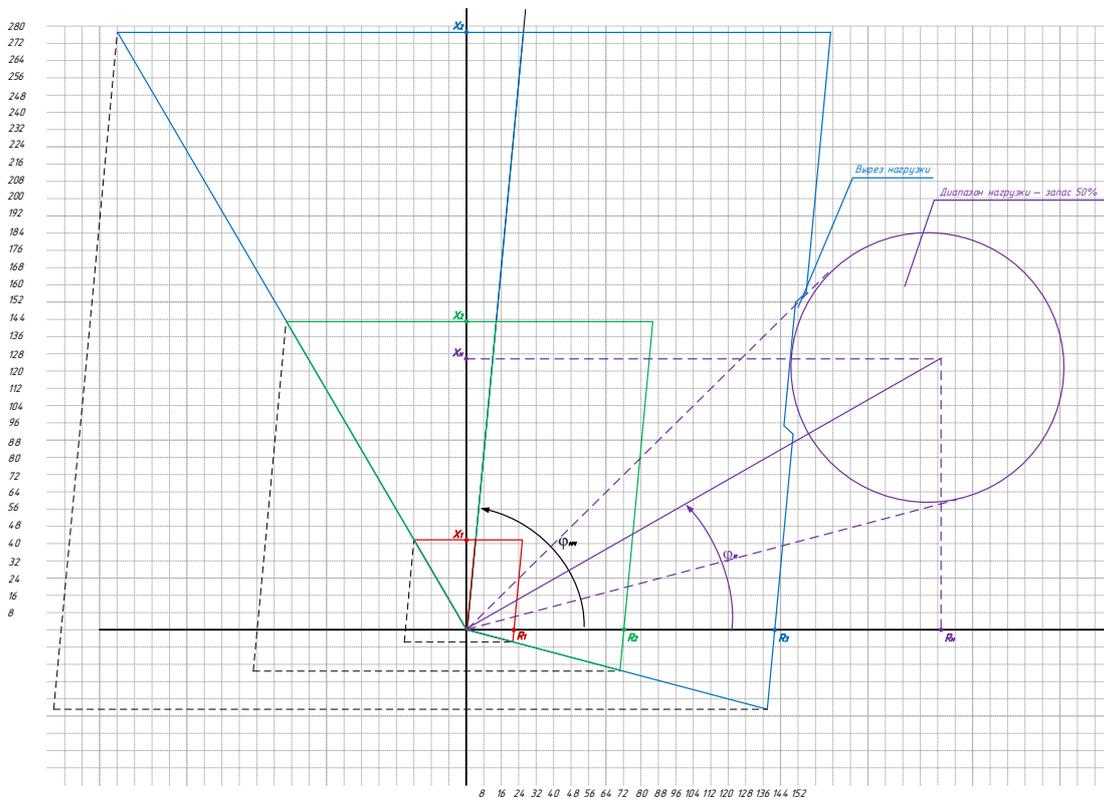


Рисунок 4.2 – Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Сковородино

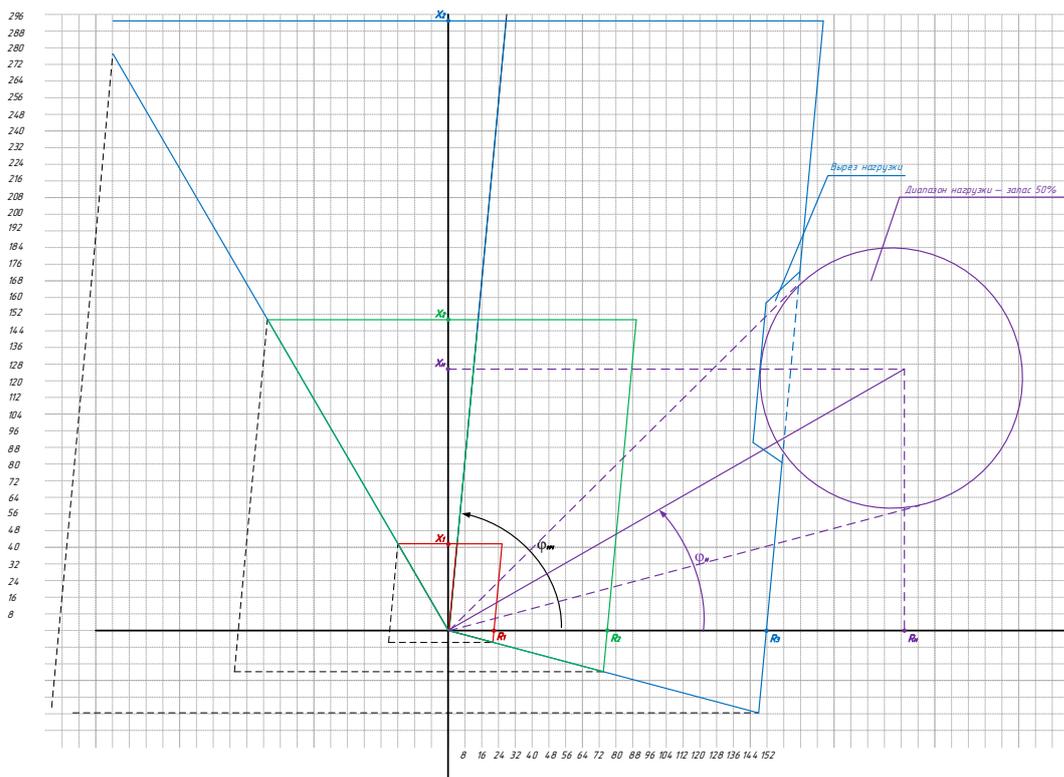


Рисунок 4.3 – Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Тынды

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтралы трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадания представлены на Рисунке 4.3.

Подробный расчет покажем на примере ТЗНП ВЛ 500 кВ Сковородино - Тынды со стороны ПС Сковородино. Расчет с противоположной стороны аналогичен. В качестве исходных данных используются параметры линий и трансформаторов, рассчитанные в предыдущих главах.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч}, \quad (4.11)$$

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

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз}^I = 1,3 \cdot 800 = 1040 \text{ А.}$$

800 А – ток нулевой последовательности при КЗ на шинах ПС Тынды.

Выдержка времени первой степени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ}, \quad (4.12)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

Ток срабатывания второй степени защиты выбирается по условию согласования с 1 степенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I, \quad (4.13)$$

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

$I_{0.сз.пред}^I$ - ток срабатывания степени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I_{0,сз}^{II} = 1,3 \cdot 1,0 \cdot 514,8 = 670 \text{ А}.$$

514 А – ток срабатывания первой ступени ТЗНП АТ-503 на ПС Тында. Подробно ток рассчитан в приложении Б.

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (4.14)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС 500 кВ Тында время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t_{сз}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}.$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН}, \quad (4.15)$$

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

$I_{БТН}$ – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ($2-7I_{ном}$), А;

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 192 = 422 \text{ A}.$$

192 А – рабочий ток автотрансформатора АТ-503 на ПС 500 кВ Тында.

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t, \quad (4.16)$$

$$t_{сз}^{III} = 1.1 + 0.5 = 1.6 \text{ с}.$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0сз}^{III}}, \quad (4.17)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{800}{422} = 1,89 > 1,2.$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тр} \quad (4.18)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{кз.тр}$ – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0,1 \cdot 531 = 53,1 \text{ A}.$$

$$k_{\text{ч}}^{IV} = \frac{531}{53,1} = 10 > 1,2.$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{\text{сз}}^{IV} = t_{\text{согл}} + \Delta t, \quad (4.19)$$

$$t_{\text{сз}}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Далее покажем расчет МТО со стороны ПС Сквородино.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}}, \quad (4.20)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{\text{срМТО}} = 1,1 \cdot 800 = 880 \text{ А.}$$

Подробный расчет и расчет ТЗНП и МТО со стороны ПС Тынды приведен в приложении Б. Результаты расчетов ТЗНП, МТО сведены в таблицы 4.3 и 4.4. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Расчет эффективности МТО представлен на рисунке 4.3.

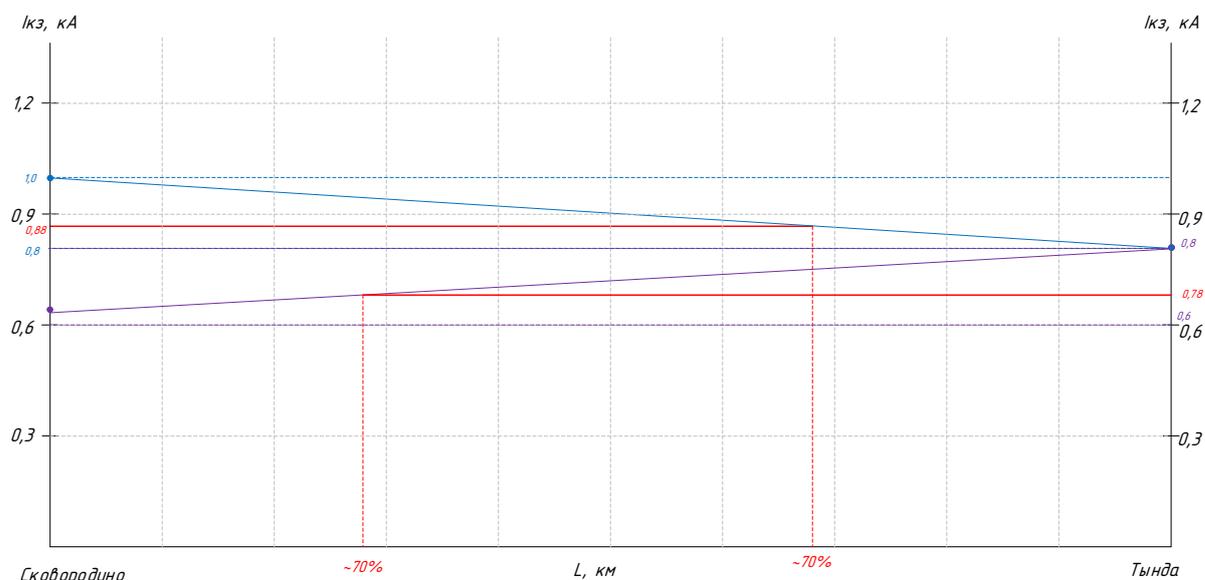


Рисунок 4.3 – Кривые спадания токов для определения уставок МТО

Из рисунка видно, что целесообразно применение МТО на защищаемой ЛЭП, так как обеспечивается чувствительность намного выше 20% защищаемой зоны с обеих стороны.

Таблица 4.3 – Результаты расчета ТЗНП и МТО со стороны ПС Сковородино

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	1040	2,1
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	670	1,34
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	422	0,85
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	53	0,11
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	880	1,76
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

Таблица 4.4 – Результаты расчета ТЗНП и МТО со стороны ПС Тынды

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	910	1,82
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	297	0,6
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	528	1,06
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	57	0,12
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	780	1,56
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

4.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП

В качестве основной защиты ЛЭП 500 кВ принята ДЗЛ в составе шкафа

RED670 (терминал БЭ2704 591). Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полуккомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полуккомплектов защиты.

Связь между полуккомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного

канала с подключением к мультиплексору через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс S37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ. Расчёт тока срабатывания, отстройка от ёмкостного тока линий.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (4.19)$$

где $C_{уд}$ - удельная ёмкость линий, нФ/км;

l_L - длина линии, км;

$f_{НОМ}$ - номинальная частота, Гц;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение линии, кВ.

$$I_{СЗ} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (4.20)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс} = 2-4$.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 18,78 \cdot 153,5 \cdot 50 \cdot 500 = 247,2 \text{ А}.$$

$$I_{СЗ} \geq 3 \cdot 247,2 = 742 \text{ А}.$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{СЗ} \geq I_{нагр};$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных. Расчеты был произведён в приложении А и представлен выше в разделе 2.1.

$$I_{C3} \geq 187 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{C3} = 742 \text{ А.}$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ $k_q \geq 2$.

$$k_q \geq \frac{1600}{742} = 2,2.$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику несрабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 4.4.

Коэффициент торможения и угол блокирования определим по номограммам. Определим постоянную времени апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = \frac{X}{\omega R}, \quad (4.21)$$

$$\tau = \frac{0,314}{314 \cdot 0,0293} = 34 \text{ мс.}$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{1800}{187} = 10.$$

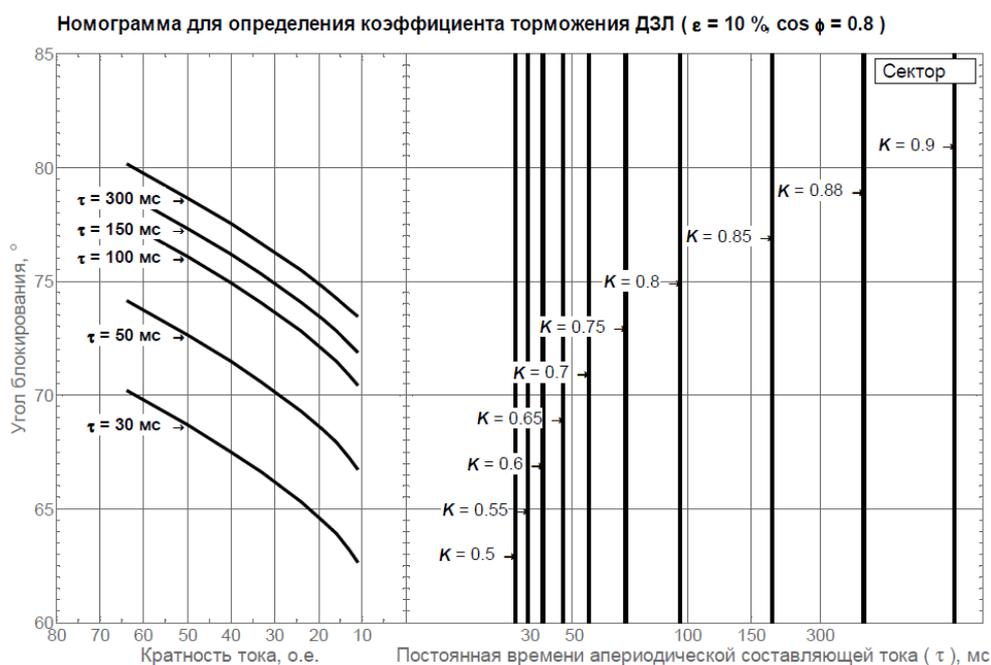


Рисунок 4.4 - Номограмма для определения коэффициента торможения
и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{\text{ТОРМ}} = 0,5 \quad \phi_{\text{БЛОК}} = 60^\circ,$$

Принятые уставки ДЗЛ ВЛ 500 кВ Сквородино - Тынды представлены в таблице 4.5. Все величины приводим в первичных величинах и в относительных единицах. Базисный ток принимаем по умолчанию – 1000 А.

Таблица 4.5 – Результаты расчёта ДЗЛ ЛЭП

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	2,5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	742	0,74
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сек- тор	Сектор	

1	2	3	4
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	60	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0	

Характеристика срабатывания (торможения) ДЗЛ представляет собой стандартного вида график для подобных дифференциальных защит. Графический расчет чувствительности при наличии торможения, выбранный коэффициент торможения представлены на рисунке 4.5 и в графической части выпускной квалификационной работы.

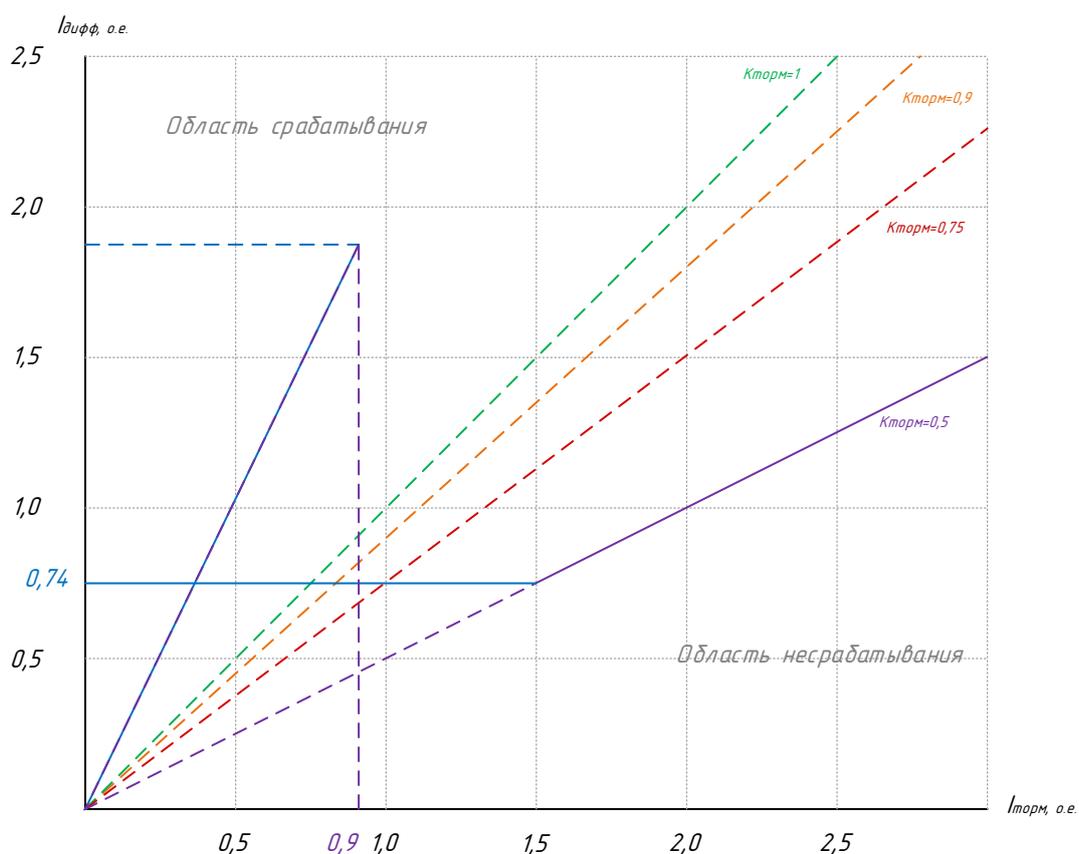


Рисунок 4.5 – Характеристика работы ДЗЛ

Из графика видно, что при заданном виде КЗ торможения не происходит, следовательно, принятый минимальный коэффициент торможения рассчитан корректно. Чувствительность ДЗЛ отвечает требованиям ПУЭ и нормативно-методических материалов.

4.4 Расчет параметров сетевой автоматики

4.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 500 кВ

Согласно с ПУЭ [8] Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

Рассмотрим однократное однофазное АПВ линии 500 кВ Сковородино – Тында. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}; \quad (4.22)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зап.}; \quad (4.23)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зап.}; \quad (4.24)$$

где $t_{г.п.}$ - время готовности привода, равное 0,5 с.;

$t_{д.с.}$ - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$ - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$ - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$ - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зап.}$ - время запаса, равное 0,5 с;

$t_{PЗмакс}$ - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{наузыл}$ - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,8 + 0,5 = 0 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 3,5 - 0,05 + 0,06 - 0,06 - 0,8 + 0,3 + 0,5 = 3,5 \text{ с};$$

Окончательно принимаем: $t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}$.

4.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 500 кВ

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его задача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА вышестоящего присоединения.

Следует учесть, что в цепях отключения вводных и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции.

Для того, чтобы сформировался сигнал УРОВ, необходимо совпадение следующих событий:

- срабатывание релейной защиты присоединения;
- продолжение аварийного процесса после формирования команды на отключение собственного выключателя, либо отсутствие сигнала о том, что выключатель отключился.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} , \quad (4.25)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$ - номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока отходящего присоединения.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ А}.$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зап} + t_{погр} , \quad (4.26)$$

где $t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя (0,06 с);

$t_{возв}$ - время возврата схемы (0,01 с);

$t_{зап}$ - время запаса (0,1 с)

$t_{погр}$ - погрешность схемы выдержки времени схемы УРОВ (0,025 с).

$$t_1 = 0,06 + 0,01 + 0,1 + 0,025 = 0,195 \text{ с} .$$

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с} .$$

Выдержку времени УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя: $t_2 = 0,1 \text{ с} .$

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данной главе производится оценка технико-экономических показателей произведенных объемов реконструкции устройств релейной защиты и автоматики на ПС 500 кВ Сковородино.

В предыдущей главе был произведен выбор устройств РЗА на рассматриваемом объекте. Предпочтение было отдано отечественному производителю микропроцессорных устройств – АВВ, производство которого сосредоточено в г. Чебоксары.

Основные предпосылки выбора – политико-экономическая обстановка в стране, а также, следует отметить, что выбранные устройства полностью отвечают требованиям действующих нормативно-технических и правовых актов, нормам и требованиям ПУЭ, ПТЭ, правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, требованиям охраны труда, федеральным законам, правил пожарной, технической и экономической безопасности.

Выбранное микропроцессорное оборудование полностью удовлетворяет современным стандартам качества и надежности при их эксплуатации и не уступает зарубежным аналогам. При это является более экономически привлекательным для конечной эксплуатирующей организации. В таблице 5.1 приведены стоимостные показатели выбранных устройств РЗА.

Таблица 5.1 – Стоимостные показатели выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала (шкафа)	Количество, шт	Цена за шт, руб.
1	2	3	4
АВВ	ШЭ2710 511	1	1 115 000
АВВ	REL670	1	1 095 000
АВВ	ШЭ 2710 591	1	1 591 000

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
ABB	ШЭ2710 511 (комплект ПО)	1	154 000
ABB	REL670 (ком- плект ПО)	1	159 000
ABB	ШЭ 2710 591 (комплект ПО)	1	210 000
Итого	-	-	4 324 000

5.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{обр}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$ - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$ - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции.

Коэффициент инфляции для объектов электроэнергетики, находящихся на территории Амурской области, составляет при расчете на 2021 г. – 1,45.

Далее в таблице 5.2 приведены данные по структуре капиталовложений при строительстве энергообъектов электросетевого хозяйства при реализации проектирования устройств РЗА. Данные показатели можно принять как при-

близительные для учебного проекта. Данные получены из электротехнического справочника [21].

Таблица 5.2 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в проектирование (реконструкцию), %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Устройства РЗА открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 110-750 кВ, включая ПС 110/20/10 кВ	100	51	37	12

Таким образом, исходя из данных в таблицы 5.1, получим сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{\text{об}} = K_{\Sigma} \cdot K_u = 4324000 \cdot 1,45 = 6269800 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\text{об}}}{0,51} = \frac{6269800}{0,51} = 12293726 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,37 \cdot K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 12293726 = 4548679 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПР} = 0,12 K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 12293726 = 1475247 \text{ руб.}$$

5.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{РЭ} + И_{АМ}, \quad (5.2)$$

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

$$И_{АМ} = \frac{К}{T_{сл}}, \quad (5.3)$$

где $К$ – суммарные капиталовложения;

$T_{сл}$ – заявленный производителем срок службы оборудования – 20 лет.

$$И_{АМ} = \frac{12293726}{20} = 614686 \text{ руб / год.}$$

Ежегодные затраты на капитальные и текущие ремонты, а также техническое обслуживание энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{pэ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (5.4)$$

где $\alpha_{орэ}$ – коэффициент нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,0155$)

$$I_{pэ} = 0,0155 \cdot 12293726 = 190553 \text{ руб / год}.$$

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$I = 614686 + 190553 = 805293 \text{ руб / год}.$$

5.3 Технико-экономическая оценка результатов

Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (5.5)$$

где $W_i = 438000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = 438000 \cdot 179,4 = 78,58 \text{ млн.руб.}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{pt}}, \quad (5.6)$$

$$T_{ок} = \frac{12293726}{78580000} = 0,16 \text{ лет} .$$

В результате реализации технико-экономической оценки был сделан вывод о скорейшей окупаемости проекта. Сам по себе процесс установки устройств сохранения надежности, а именно, устройств РЗА, приводит к уменьшению возможного прекращения поставок электрической энергии и сохранению надежной и бесперебойной работы, а значит, стабильному доходу предприятия электроэнергетики.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства вновь проектируемого распределительного устройства 500 кВ ПС Сковородино. Здание КРУЭ, как правило, надежно защищено от прямых ударов молнии, помех и имеет несколько точек заземления, тем не менее, требуется разработать систему молниезащиты и заземления еще и открытой части вновь проектируемого распределительного устройства 500 кВ.

Защита электрооборудования всех классов напряжения от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, КРУН 10 кВ, КРУН 35 кВ.

6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [16] в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40х4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более

0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_s = \rho_{изм} K_c, \quad (6.1)$$

$$\rho_s = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left(\frac{\rho_s}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_s d} \right) \right), \quad (6.2)$$

$$R_r = \left(\frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left(\ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (6.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление п-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B}, \quad (6.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования минимум на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 106,5 \text{ м; } B = 92,7 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5), \quad (6.5)$$

$$S = (106,5 + 2 \cdot 1,5)(92,7 + 2 \cdot 1,5) = 10480 \text{ м}^2.$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right), \quad (6.6)$$

$$L_r = (106,5 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{92,7 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (92,7 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{106,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 4192 \text{ м} .$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (6.7)$$

$$m = \frac{4192}{2 \cdot \sqrt{10480}} = 20,5 .$$

Принимаем $m=21$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (6.8)$$

$$L = 2\sqrt{10480}(22+1) = 4504 \text{ м} .$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \quad (6.9)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{10480}}{5} = 82 .$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right), \quad (6.10)$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A – коэффициент подобия, принимается по справочным данным [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left(\frac{0,15}{\sqrt{10480}} + \frac{1}{4504 + 82 \cdot 5} \right) = 0,234 \text{ Ом}.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}}, \quad (6.11)$$

$$R_{стац} = \frac{6.5 \cdot 0,234}{6.5 + 0,234} = 0,226 < 0,5 \text{ Ом}.$$

Далее определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона. Для этого следует определить импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{з}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (6.12)$$

где $I_m = 55$ А – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10480}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,83.$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}}, \quad (6.13)$$

$$R_u = 1,83 \cdot 0,226 = 0,412 \text{ Ом}.$$

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 500 кВ Сковородино – 106,5x92,7 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии восьмью отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе высокомастовых опор со стационарной короной ВГН-50, высотой 60 м.

Установка молниеотводов на линейном портале нецелесообразна ввиду малой высоты. Высота линейного портала от земли до траверсы составляет 17,5 м. Отметим, что именно на этой высоте будут рассмотрены зоны защиты

выбранных молниеотводов. Помимо этого, рассмотрены еще две зоны защиты – на уровне автотрансформаторного ввода 500 кВ, высотой 10 м и на уровне земли для защиты заземляющего устройства от ударов молнии.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М02. Подробный расчет представлен в приложении В, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 60 \text{ м,}$$

$$h_2 = 60 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 47 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}i} = 0.85h_i \tag{6.14}$$

$$h_{\text{эф}1} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 60 = 51 \text{ м;}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \tag{6.15}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 60)60 = 58,8 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода автотрансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=10$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right), \quad (6.16)$$

$$r_{x1} = 58,8 \left(1 - \frac{10}{51} \right) = 47,3 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{cxij'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i), \quad (6.17)$$

$$h_{cxij''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j), \quad (6.18)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2}, \quad (6.19)$$

$$h_{cx12'} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{53,4 + 53,4}{2} = 53,4 \text{ м};$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
1	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Молниеотвод	60	60	60	60	60	60	60	60
Высота, м	51	51	51	51	51	51	51	51
Эффективная высота, м	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м								

6.3 Выбор и проверка ОПН

Основной задачей ограничителя перенапряжений является защита оборудования от воздействия перенапряжений. В нормальных условиях работы ОПН не должен отрицательно влиять на энергосистему. Кроме того, ОПН должен выдерживать стандартные импульсы перенапряжений без каких-либо повреждений. Этим требованиям соответствуют нелинейные резисторы со следующими свойствами:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При применении такого типа нелинейных резисторов при приложении длительно допустимого напряжения через них протекает лишь небольшой ток. При появлении перенапряжения, большое количество энергии может быть отведено из энергосистемы разрядным током ОПН. Выбор и проверка ОПН произведен в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС [19].

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (6.20)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 500 = 575 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (6.21)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{575}{\sqrt{3}} = 488 \text{ кВ} .$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 500 кВ составляет 1050 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} , \quad (6.22)$$

$$U_{ост.к} = \frac{1546}{1,2} = 1289 \text{ кВ} .$$

где $U_{ки}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}, \quad (6.23)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 900 = 1546 \text{ кВ}.$$

где $U_{исн50}$ - одноминутное испытательное напряжение (900 кВ) [19], кВ;

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{об} = 1,2 \cdot I_{по}, \quad (6.24)$$

$$I_{об} = 1,2 \cdot 8,51 = 10,2 \text{ кА}.$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор}, \quad (6.25)$$

где $L_{ут.обор}$ - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{пр}, \quad (6.26)$$

где λ_3 - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 575 = 1932 \text{ мм}.$$

Подробный расчет приведен в приложении В. Принимаем к установке ограничитель перенапряжений в составе КРУЭ 500 кВ 550 SR. Технические данные ОПН приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Технические характеристики ОПН 550 SR

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	600	575
Длительное рабочее напряжение, кВ	525	500
Номинальное напряжения ОПН, кВ	500	500
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	1500	1050
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	1500	1289
Ток взрывобезопасности, кА	30	10,2
Длина пути утечки оборудования, см	50	19,32
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

6.4 Оценка надежности молниезащиты

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}, \quad (6.27)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку РУ, минуя молниеотводы:

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} , \quad (6.28)$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867 .$$

Импульсное сопротивление заземлителя: $R_u = 0,399$ Ом;

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} , \quad (6.29)$$

$$I_{он} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130.13 \text{ кА} .$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} , \quad (6.30)$$

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot 130.13} = 0,0055 .$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ): $p_{\alpha} = 0,005$.

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9 .$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{on} = 0,9 .$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 6,3 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при $h_c \leq 30$:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} , \quad (6.31)$$

$$R_{экр} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,1 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г,ч} , \quad (6.32)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 49 = 2,45 .$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} , \quad (6.33)$$

$$N_{ny} = 2.45 \cdot (50 + 2 \cdot 67,1) \cdot (60 + 2 \cdot 67,1) \cdot (0.9 \cdot 0.005 \cdot 0.867 + 0.9 \cdot 0.0055) \cdot 10^{-6} =$$
$$= 7,76 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в РУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}}, \quad (6.34)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{7,76 \cdot 10^{-4}} = 1290 \text{ лет.}$$

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Как было отмечено в предыдущих главах, в объем проектирования устройств РЗА ВЛ 500 кВ входит некоторый объем реконструкции первичного оборудования на ПС 500 кВ Сковородино и ПС 500 кВ Тында.

В частности, бакалаврской работой предусмотрена реконструкция оборудования 220 кВ, которая была произведена в главе 3. Таким образом, на ПС 500 кВ Сковородино приняты следующие объемы первичного оборудования 220-500 кВ:

- КРУЭ 500 кВ типа 550 SR производства России ООО «Хендэ Электро-системы»;

- ОРУ 220 кВ в составе которого:

- выключатели: ЗАР1 DN-245, GL-134;

- трансформаторы тока: ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1, СА-245, АГУ-245;

- трансформаторы напряжения: VPU-245;

- 2 силовых автотрансформатора АДЦТН-167000/500/220/35 У1;

- 2 силовых автотрансформатора АДЦТН-80000/220/110/35 У1.

Аналогичные расчеты по выбору и проверке первичного оборудования произведены для ПС 500 кВ Тында. На территории объекта расположены:

- КРУЭ 500 кВ типа 550 SR производства России ООО «Хендэ Электро-системы»;

- КРУЭ 220 кВ производства КНР Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co

- 2 силовых автотрансформатора АДЦТН-167000/500/220/35 У1;

- 2 силовых автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35 У1.

Обе подстанции соединены связями:

- существующая КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында выполненная проводом АС-300/39, протяженностью 141,6 км;

– реконструированная ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында, выполненная расщепленным проводом 3хАС-300/39, протяженностью 153,5 км.

В данной главе будут рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, а также безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

7.1 Безопасность

В данном разделе приведем общие требования, которых следует придерживаться при эксплуатации высоковольтных ЛЭП. Данные требования регламентированы действующими редакциями ПУЭ и ПТЭ [25].

Все элементы ВЛ должны соответствовать государственным стандартам, строительным нормам и правилам Российской Федерации, требованиям ПУЭ [25].

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации ВЛ должны соблюдаться требования «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В» и действующих санитарно-эпидемиологических правил и нормативов.

Элементы ВЛ рассчитываются на сочетания нагрузок, действующих в нормальных, аварийных и монтажных режимах. Сочетания климатических и других факторов в различных режимах работы ВЛ (наличие ветра, гололеда, значение температуры, количество оборванных проводов или тросов и пр.) определяются в соответствии с действующими требованиями и нормативами.

Основными характеристиками нагрузок являются их нормативные значения, которые устанавливаются настоящими Правилами, а для нагрузок, не регламентированных ими, - в соответствии со строительными нормами и правилами.

Расчетные значения нагрузок определяются как произведение их нормативных значений на коэффициенты надежности по нагрузке, надежности по ответственности, условий работы, региональные. При расчете элементов ВЛ

расчетные нагрузки могут дополнительно умножаться на коэффициент сочетаний. Необходимость применения коэффициентов и их значения устанавливаются согласно ПУЭ [25].

При отсутствии указаний о значениях коэффициентов они принимаются равными единице.

Нормативные значения нагрузок от веса оборудования, материалов, оттяжения проводов, грозозащитных тросов принимаются на основании государственных стандартов или в соответствии с указаниями настоящих Правил.

Основной характеристикой сопротивления материала элементов ВЛ являются:

– разрывное усилие (для проводов и тросов), механическая (электро-механическая) разрушающая нагрузка (для изоляторов), механическая разрушающая нагрузка (для линейной арматуры), указанные в стандартах или технических условиях на эти изделия;

– нормативные и расчетные сопротивления материала опор и фундаментов, устанавливаемые нормами проектирования строительных конструкций.

На ВЛ 110 кВ и выше длиной более 100 км для ограничения несимметрии токов и напряжений должен выполняться один полный цикл транспозиции.

Двухцепные ВЛ 110 кВ и выше рекомендуется выполнять с противоположным чередованием фаз цепей (смежные фазы разных цепей должны быть разноименными). Схемы транспозиции обеих цепей рекомендуется выполнять одинаковыми.

Допускаются увеличение длины нетранспонированной ВЛ, выполнение неполных циклов транспозиции, различные длины участков в цикле и увеличение числа циклов. Вносимая при этом данной ВЛ расчетная несимметрия по условиям обеспечения надежной работы релейной защиты не должна превышать 0,5 % по напряжению и 2 % по току обратной последовательности.

Шаг транспозиции по условию влияния на линии связи не нормируется.

Для ВЛ с горизонтальным расположением фаз рекомендуется упрощенная схема транспозиции (в месте транспозиции поочередно меняются местами только две смежные фазы).

На ВЛ с горизонтальным расположением фаз и двумя тросами, используемыми для высокочастотной связи, для снижения потерь от токов в тросах в нормальном режиме рекомендуется выполнять скрещивание (транспозицию) тросов. Количество скрещиваний должно выбираться из условий самопогасания дуги сопровождающего тока промышленной частоты при грозовых перекрытиях искровых промежутков на изоляторах тросов.

Схема скрещивания должна быть симметрична относительно каждого шага транспозиции фаз и точек заземления тросов, при этом крайние участки рекомендуется принимать равными половине длины остальных участков.

Интенсивность электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля, создаваемого ВЛ при максимальных рабочих параметрах (напряжении и токе) и при абсолютной максимальной температуре воздуха для населенной местности, не должна превышать предельно допустимых значений, установленных в действующих санитарно-эпидемиологических правилах и нормативах.

Для ненаселенной и труднодоступной местности температура воздуха при предельно допустимой напряженности электрического поля принимается равной температуре воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,99.

По окончании сооружения или реконструкции ВЛ необходимо выполнять:

- землевание земель, отводимых в постоянное пользование;
- рекультивацию земель, отводимых во временное пользование;
- природоохранные мероприятия, направленные на минимальное нарушение естественных форм рельефа и сохранение зеленых насаждений и естественного состояния грунта;
- противоэрозионные мероприятия.

7.2 Экологичность

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [25]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ АТ-ДЦТН-80000/220/110/35 У1.

Итак, в результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т. и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

Для проектируемой подстанции Сковородино проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АТДЦТН – 80000/220/110/35 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-80000/220/110/35 У1
Мощность, МВА	80
Масса полная, т	130
Масса масла, т	39,4
Высота, м	7,3
Длина, м	9,7
Ширина, м	5,47

В зависимости от массы трансформаторного масла в единице маслona-полненного оборудования, маслоприемники бывают без отвода масла (до 20 т) и с отводом масла (свыше 20 т) [4].

Так как, в нашем случае, масса трансформаторного масла превышает 20 тонн, то маслоприемник выполняется с отводом масла.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на $\Delta \geq 1,5$ м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т, а также при массе масла в 20 т и более необходимо предусмотреть маслосборник и маслоотвод [4].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (7.1)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (7.2)$$

Где А и В-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м}.$$

$$B' = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}.$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B', \quad (7.3)$$

$$S_{МП} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2.$$

При наличии отвода масла объем маслоприемника должен вмещать весь объем масла, находящегося в трансформаторе [4]. Также необходимо принять конструкцию маслоприемника, так как они могут выполняться заглубленными и незаглубленными.

Примем к установке заглубленный маслоприемник.

Если в маслоприемник помещается весь объем трансформаторного масла бортовые ограждения обустраивать не требуется [4].

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (7.4)$$

$$V_{тм} = \frac{39400}{890} = 44,27 \text{ м}^3.$$

где $M_{тм}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{тм}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{тм} = (880 - 890) \text{ кг/м}^3$).

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = h_{mm} + h_g + h_{zp}, \quad (7.5)$$

где h_{mm} – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

h_g – глубина воздушного зазора между гравием на решетке и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

h_{zp} – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

Глубину маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла рассчитываем по формуле:

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}}, \quad (7.6)$$

$$h_{mm} = \frac{44,27}{107,6} = 0,41 \text{ м.}$$

Подставляем полученные значения в выражение (7.5):

$$h_{mn} = 0,41 + 0,075 + 0,25 = 0,735 \text{ м.}$$

Дно маслоприёмника выполнено следуя нормативам под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода, через него осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник [4].

Маслосборники должны выполняться закрытыми и должны вмещать весь объем масла единичного оборудования (содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/(с·м²) в течение 30 минут и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [4].

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мл}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (7.7)$$

где I – интенсивность пожаротушения, $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ ($I = 0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$);

t – нормативное время пожаротушения, с ($t = 30$ минут);

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м^2 .

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (7.8)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 7,3 \cdot (9,7 + 5,47) = 221,48 \text{ м}^2,$$

где H_m – высота трансформатора, м.

Подставляем полученные данные в формулу (7.7):

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} \cdot (107,6 + 221,48) = 94,78 \text{ м}^3.$$

Объем маслосборника найдем по формуле:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тм}}, \quad (7.9)$$

$$V_{\text{мс}} = 94,78 + 44,27 = 139,05 \text{ м}^3.$$

Главная цель маслоотводоов – отвод масла и воды при тушении пожара. Для этих целей используются гидранты и другие стационарные устройства. Расстояние от маслоприемника до маслоотвода должно обеспечивать удаление всего объема воды и половины объема масла менее чем за 15 минут [23].

Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

На силовых трансформаторах подразумевается тепловые сигнальные датчики, при аварийных ситуациях действующие на отключение.

Для предотвращения разгорания пожара и его распространения за пределы подстанции в помещении ОПУ предусматриваются средства пожаротушения: пожарный щит, топор, лопаты, ломик, ведра, ящик с песком и огнетушители. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах [4].

Габариты трансформатора и маслоприемника представлены на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Габариты трансформатора и маслоприемника

7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших мо-

ментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [14].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

- а) координация деятельности региональных штабов;
- б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;
- в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе была произведена реконструкция комплексов защит линии сверхвысокого напряжения 500 кВ – вновь вводимая ВЛ 500 кВ Сквородино – Тында, обеспечивающая важнейший транзит между двумя энергосистемой ОЭС Востока и Южно-Якутского энергорайона.

Данная ЛЭП необходима, прежде всего, для увеличения пропускной способности системообразующих связей единой энергосистемы.

Основной целью работы была реконструкция устройств РЗА проектируемой ВЛ 500 кВ Сквородино - Тында. Для достижения поставленной цели был выполнен следующий объем работ:

1 выполнен климатогеографический анализ района реконструируемом объекте;

2 выбрано число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемых ПС;

3 выполнен расчет токов короткого замыкания в прилегающей сети и на ПС Сквородино и ПС Тында после выполнения реконструкции;

4 спроектирована однолинейная схема реконструируемых ПС;

5 выполнены выбор и проверка электрооборудования;

6 выполнен выбор устройств РЗА ВЛЭП 500 кВ, рассчитаны параметры настройки и алгоритмы функционирования выбранных устройств РЗА;

7 выполнен расчет молниезащиты и заземляющих устройств на реконструируемых объектах;

8 произведена оценка безопасности и экологичности производимых объемов реконструкции;

9 выполнена технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин. – : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 2 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. – Дата доступа: 29.05.2021.
- 3 Билик, Н.И. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений / Н.И. Билик. – : Труды Энергосетыхроекта, 1978. – вып. 11
- 4 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2020. – 68 с.
- 5 Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
- 6 Вебсор.ру [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. – Дата доступа: 02.03.2021.
- 7 Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями энергосбережение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3046. – Дата доступа: 07.05.2021.
- 8 Востросаблин, А.А. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах / А.А. Востросаблин, Б.Н. Неклепаев // Электричество. – 1999. – № 8..
- 9 Горелик, Т.Г. Цифровая подстанция. Подходы к реализации. / Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко, Н.А. Дони. – : Издательский дом МЭИ, 2013. – 75 с.
- 10 ГОСТ 11677-85 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", утвержденном и введенном в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.09.1985 N 3005, раздел 9 (опубликован с утвержденными изменениями N 1, 2, 3, 4 - Издательство стандартов, 2002).

11 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия - : Изд-во стандартов, 1986.

12 ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 16.01.2017 N 12-ст (опубликован на официальном сайте Росстандарта в январе 2017, в ИУС 6 - 2017).

13 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

14 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. – Дата доступа: 07.03.2021.

15 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – : Высшая школа, 2010. – 366 с.

16 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

17 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

18 Ополева, Г.Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник / Г.Н. Ополева. – Иркутск : Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

19 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

20 Пастухова, И.В. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский // Информационный вестник. – 2005. – № 3.

21 Постановление РФ от 25.08 2008 г. N 637 Об организации деятельности правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба).

22 Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утв. Распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 №114

23 Правила устройства электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с

24 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»

25 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

26 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

27 РЗА.ру [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. – Дата доступа: 09.03.2021.

28 Рябков, Е.Я. Заземление в установках высокого напряжения / Е.Я. Рябков // ЭНЕРГОИЗДАТ. – 2013. – № 5. – С. 32

29 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27.03.2021). Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ

30 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации наруше-

ний нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" Утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 г. N 548.

31 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

32 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – : Энергоатомиздат, 2012. – 370 с.

33 Шифрин, Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС / Л.Н. Шифрин // Электро. – 2005. – № 1.