

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: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции
Сковородино, в связи со строительством распределительного устройства 500 кВ

Исполнитель

студент группы 742 об4

(подпись, дата)

Ю.В. Лашкевичева

Руководитель

канд. техн. наук, профессор

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности 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 _____

Лашкевичевой Юлии Викторовны

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Сковородино, в связи со строительством распределительного устройства 500 кВ.

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 02.06.2021

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. Молниезащита и заземление. 6. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема подключения ПС. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Молниезащита и заземление. 4. Релейная защита силового трансформатора. 5. Релейная защита ошиновки. 6. Автоматика

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 136 с., 16 рисунков, 58 таблиц, 35 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе произведён выбор устройств релейной защиты основных элементов подстанции Сковородино, рассчитаны уставки их срабатывания, разработаны алгоритмы функционирования устройств автоматики.

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

Помимо релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора электротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	11
1.2 Характеристика существующего оборудования ПС Сквородино	12
2 Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания	21
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	21
2.2 Расчет симметричного короткого замыкания	27
2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания	37
2.4 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	43
3 Выбор и проверка первичного оборудования	48
3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ	48
3.2 Разработка однолинейной схемы ПС	49
3.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	52
3.4 Выбор и проверка выключателей	55
3.4.1 Выбор и проверка выключателей КРУЭ 500 кВ	56
3.4.2 Проверка выключателей ОРУ 220 кВ	58
3.4.3 Проверка выключателей ОРУ 110 кВ	59
3.4.4 Проверка выключателей ОРУ 35 кВ	62
3.4.5 Проверка выключателей ЗРУ 10 кВ	62
3.5 Выбор и проверка разъединителей	63
3.5.1 Описание разъединителей и заземлителей КРУЭ 500 кВ	63
3.5.2 Проверка разъединителей ОРУ 220 кВ	64
3.5.3 Проверка разъединителей ОРУ 110 кВ	65
3.5.4 Проверка разъединителей ОРУ 35 кВ	65
3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	66
3.6.1 Выбор и проверка трансформаторов тока КРУЭ 500 кВ	70

3.6.2	Проверка трансформаторов тока ОРУ 220 кВ	72
3.6.3	Проверка трансформаторов тока ОРУ 110 кВ	73
3.6.4	Проверка трансформаторов тока ОРУ 35 кВ	75
3.6.5	Проверка трансформаторов тока ЗРУ 10 кВ	75
3.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжени	76
3.7.1	Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ	77
3.7.2	Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 220 кВ	78
3.7.3	Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 110 кВ	79
3.7.4	Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 35 кВ	80
3.7.5	Проверка трансформаторов напряжения ЗРУ 10 кВ	80
3.8	Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ 500 кВ	81
3.9	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	83
3.10	Характеристика ячеек 10-35 кВ	84
4	Релейная защита и автоматика	86
4.1	Расстановка комплектов защиты и автоматики	86
4.2	Расчет уставок защит автотрансформаторов	90
4.2.1	Расчет основных защит автотрансформаторов	90
4.2.2	Расчет резервных защит автотрансформаторов	96
4.2.3	Газовая защита трансформатора	98
4.3	Расчет параметров сетевой автоматики	100
4.3.1	Автоматическое повторное включение ЛЭП 500 кВ	100
4.3.2	Автоматический ввод резерва в сети потребителя	102
4.3.3	Устройство резервирования отказа выключателя 500 кВ	104
5	Молниезащита и заземление	107
5.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	107
5.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	112
5.3	Выбор и проверка ОПН	115
5.4	Оценка надежности молниезащиты	118
6	Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	122

6.1 Безопасность	123
6.2 Экологичность	125
6.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	129
Заключение	132
Библиографический список	133
Приложение А. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	137
Приложение Б. Расчеты РЗА	170
Приложение В. Расчет молниезащиты и заземления	185

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

За последние годы электроэнергетическая система Амурской области и Южно-Якутского энергорайонов претерпели значительные реконструкции и изменения. Основной причиной этому послужили: строительство новых объектов ПАО «Газпром» в части осуществления проекта по строительству газопровода «Сила Сибири»; кроме того, строительство новых объектов ПАО «Роснефть» в части сооружения нефтеперекачивающих объектов «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее - ВСТО).

Строительство новых объектов привело к активному росту потребления и требованию к формированию новых мероприятий и подходов к управлению электроэнергетическим режимом работы энергосистемы Дальнего Востока. Наряду с режимными мероприятиями и строительством новых объектов, требуется проведение целого ряда мероприятий по усилению электрических связей между энергорайонами.

Одним из таких мероприятий является комплексная реконструкция ПС 220 кВ Сковородино Амурской области. На данный момент ОЭС Востока связана с Западным энергорайоном по трём основным связям 220 кВ:

- 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. По данным расчета режимов службами Системного оператора, сечение, состоящее из вышеуказанных транзитов, зачастую претерпевает перегрузки, что в свою очередь может привести к повреждению оборудования и нарушению динамической и статической устойчивости.

По данным проекта перспективного развития Дальнего Востока в период до 2030 года планируется строительство дополнительной связи 500 кВ по транзиту: Зейская ГЭС – ПС Сковородино – ПС Тында – Нерюнгринская ГРЭС, и как следствие – сооружение соответствующих ЛЭП 500 кВ.

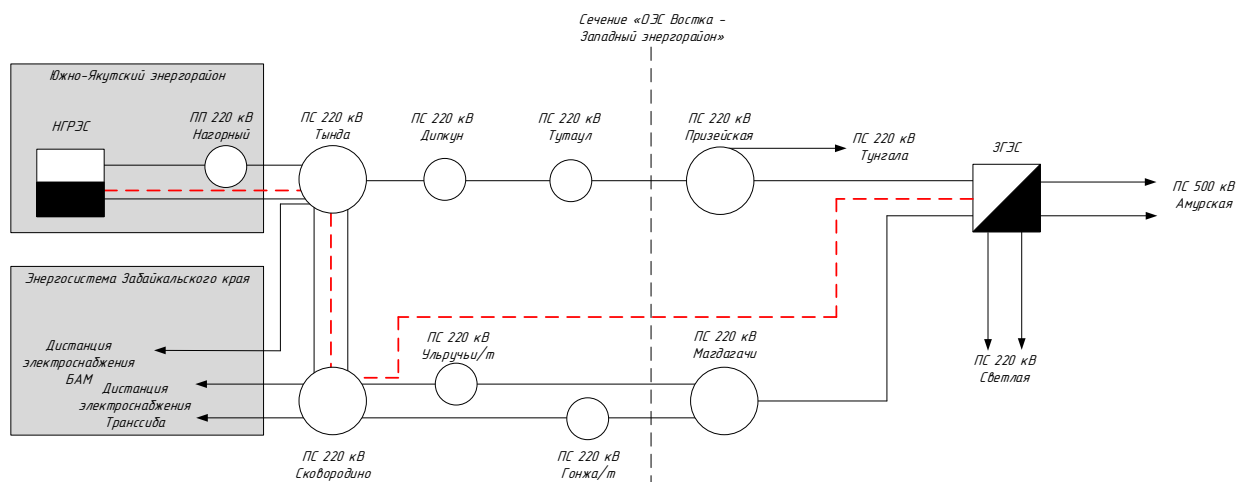


Рисунок 1 – Упрощенная схема объемов реконструкции

В данной работе будет рассмотрена реконструкция устройств РЗА ПС Сковородино, в связи со строительством РУ 500 кВ. Актуальность работы состоит в необходимости проектирования новых или модернизации существующих устройств РЗА ПС Сковородино, в связи со строительством РУ 500 кВ.

Цель работы – реконструировать существующие и спроектировать новые устройства РЗА подстанционного оборудования ПС Сковородино.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- 1 охарактеризовать район реконструируемой ПС;
- 2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемой ПС;
- 3 выполнить расчет токов короткого замыкания;
- 4 спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- 5 выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 6 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;

7 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;

8 оценить безопасность и экологичность проекта.

Таким образом, строительство новой связи 500 кВ, соединяющий ОЭС Востока с Западным энергорайоном приведет к увеличению надежности электроснабжения вновь вводимых объектов потребления и уже существующих, среди которых: Дистанция электроснабжения Транссиба, Дистанция электроснабжения БАМ, потребители Забайкальского края и Республики Саха (Якутия).

Строительство ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Сковородино и ВЛ 500 кВ Сковородино – Тында приведет к реконструкции ПС Сковородино со строительством распределительного устройства 500 кВ.

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, начинающего 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.

В целях осуществления проектирования системы молниезащиты проектируемого объекта необходимо определить среднегодовую продолжительность гроз в районе проектирования. Данная информация представлена в ПУЭ [7].

Также определим степень загрязнения атмосферы по данным ПУЭ [7]. Степень загрязнения – показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

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 ПС Сковородино

ПС 220 кВ Сковородино – подстанция, находящаяся в зоне эксплуатационного обслуживания Филиала ПАО «Россети» «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС.

ПС Сквородино, помимо бытовых потребителей одноименного поселка, питает большое количество производственных потребителей, среди которых преобладает тяговая нагрузка.

На территории ПС расположены ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, связанные двумя автотрансформаторами, мощностью 63 МВА, ОРУ 110 кВ питает два трансформатора мощностью 25 МВА таким образом установившаяся трансформаторная мощность ПС Сквородино – 176 МВА.

Основные данные по существующему оборудованию ПС 220 кВ Сквородино приведены в таблицах 1.2 – 1.4.

Таблица 1.2 – Параметры основного оборудования ПС Сквородино

Ячейка	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
ОВ-220	ЗАР1 ДТ-245	2012
В-220 АТ-1	ЗАР1 ДТ-245	2012
В-220 АТ-2	ЗАР1 ДТ-245	2012
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
ОРУ 110 кВ		
В-110 ВЛ НПС №1	ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1	2005
В-110 ВЛ НПС №2	LTV-145D1	2008
В-110 ВЛ Березитовый	LTV-145D1	2008

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3
В-110 АТ-1	МКП-110Б-1000/630-20 У1	1981
В-110 АТ-2	МКП-110Б-1000/630-20 У1	1977
В-110 ВЛ БАМ	МКП-110Б-1000/630-20 У1	1977
ОВ-110	МКП-110Б-1000/630-20 У1	1981
В-110 Т-3	МКП-110М-1000/630-20 У1	1977
В-110 Т-4	МКП-110М-1000/630-20 У1	1977
СВ-110	МКП-110Б-1000/630-20 У1	1983

Таблица 1.3 – Параметры основного оборудования ПС Сквородино

Ячейка	Трансформатор тока	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
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

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3
В-220 УШР	AGU-245	2016
СВ-220	СА-245	2016
ОРУ 110 кВ		
В-110 ВЛ НПС №1	ІВМ-123	2008
В-110 ВЛ НПС №2	ІВМ-123	2008
В-110 ВЛ Березитовый	ТФГМ-110ІІ*-ІІІ УХЛІ	2013
В-110 АТ-1	ТФЗМ 110	2005
В-110 АТ-2	ТФЗМ 110	2005
В-110 ВЛ БАМ	ТФЗМ 110	2005
В-110 ВЛ БАМ (встроенные)	ТВ-110/20	1977
ОВ-110	ТФМ-110	2005
ОВ-110 (встроенные)	ТВ-110/20	1977
В-110 Т-3	ТФЗМ 110	1977
В-110 Т-4	ТФЗМ 110	1977
СВ-110	ТФЗМ 110	1977

Таблица 1.4 – Параметры основного оборудования ПС Сквородино

Разъединитель	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
ОР-220 АТ-1	РДЗ-2-220/1000 УХЛІ	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 Сквородино/т І цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Сквородино/т І цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ОР-220 ВЛ Сквородино/т І цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ШР-220 ВЛ Сквородино/т ІІ цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Сквородино/т ІІ цепь	РНДЗ.16-220/1000 У1	1977

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3
ОР-220 ВЛ Сквородино/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
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.П/1000-40 УХЛ1	2016
СР-220 2С	РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1	2016
РР-220 УШР	РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1	2016
ШР-220 2С УШР	РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1	2016
ШР-220 1С УШР	РГН.1а-220.П/1000-40 УХЛ1	2016

Таблица 1.5 – Параметры основного оборудования 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
Т-3	ТДТН-25000/110/35/10 У1	1978
Т-4	ТДТН-25000/110/35/10 У1	1977
Трансформаторы напряжения		
ТН-220 1С	VPU-245	2014
ТН-220 2С	VPU-245	2014
ТН-220 ОСШ ф.В	VPU-245	2014
ТН-110 1С	НДКМ-110	2013
ТН-110 2С	НАМИ-110 УХЛ1	2004
Ограничители перенапряжения		
ОПН-220 УШР	ОПН-П1-220/154-10/2-III УХЛ1	2016
ОПН-220 ТН 1С	ОПН-П1-220/154-10/2-III УХЛ1	2005
ОПН-220 ТН 2С	ОПН-П1-220/154-10/2-III УХЛ1	2005
РВ-220 АТ-1	РВМГ-220	1977
РВ-220 АТ-1	РВМГ-220	1977
ОПН-110 ТН 1С	ОПН-110/77-10(II) II УХЛ1	2008
ОПН-110 ТН 2С	ОПН-110/77-10(II) II УХЛ1	2008
РВ-110 Т-4	РВС-110	1977
РВ-110 Т-3	РВС-110	1977
РВ-110 АТ-1	РВС-110	1977
РВ-110 АТ-1	РВС-110	1977

В части ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ также установлено оборудование 1977 года. Из приведенных таблиц можно сделать вывод, что на ПС Сковородино, несмотря на ряд проведенных реконструкций, преобладает оборудование годов ввода в эксплуатацию самой подстанции. Существующее оборудование требуется проверить в соответствии с нормами и требованиями проверки первичного оборудования, прежде всего на устойчивость к токам КЗ.

Далее произведем перечень существующих устройств РЗА подстанционного оборудования. Устройства РЗА, установленные на ПС Сковородино приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Устройства РЗА ПС Сковородино

Защищаемое оборудование	Устройство РЗА	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Устройства защиты		
АТ-1	ПЗ-5/2	1977
АТ-2	ПЗ-5/2	1977
Т-3	ПЗ-5/2	1977
Т-4	ПЗ-5/2	1977
1С-220	Типовая панель ДЗШ	1977
2С-220	Типовая панель ДЗШ	1977
1С-110	Типовая панель ДЗШ	1977
2С-110	Типовая панель ДЗШ	1977
ОВ-220	БЭ2407 014	2016
Устройства автоматики		
В-220 АТ-1	Типовая панель автоматики	1987
В-220 АТ-2	Типовая панель автоматики	1987
В-220 ВЛ Сковородино/т I цепь	Типовая панель автоматики	1987
В-220 ВЛ Сковородино/т II цепь	Типовая панель автоматики	1987
В-220 ВЛ Гонжа/т	Типовая панель автоматики	1987
В-220 ВЛ Ульручы/т	Типовая панель автоматики	1987
В-220 КВЛ Тында №1	БЭ2704 019	2016
В-220 ВЛ Уруша/т	Типовая панель автоматики	1987
В-220 ВЛ БАМ/т	БЭ2704 019	2016
В-220 КВЛ Тында №2	Типовая панель автоматики	1987
В-220 УШР	БЭ2704 019	2016
СВ-220	БЭ2704 015	2016
В-110 ВЛ НПС №1	Типовая панель автоматики	1987
В-110 ВЛ НПС №2	Типовая панель автоматики	1987

1	2	3
В-110 ВЛ Березитовый	Типовая панель автоматики	1987
В-110 АТ-1	Типовая панель автоматики	1987
В-110 АТ-2	Типовая панель автоматики	1987
В-110 ВЛ БАМ	Типовая панель автоматики	1987
ОВ-110	Типовая панель автоматики	1987
В-110 Т-3	Типовая панель автоматики	1987
В-110 Т-4	Типовая панель автоматики	1987
СВ-110	Типовая панель автоматики	1987

Из предоставленной таблицы видно, что устройства РЗА ПС Сквородино являются, в большинстве своем, морально устаревшими и требуют комплексной реконструкции.

Таким образом, принято решение, что в ходе работы:

- будут выбраны новые устройства РЗА, рассчитаны параметры настройки выбранных устройств для силовых трансформаторов вновь проектируемого РУ 500 кВ;

- будет произведена реконструкция существующих устройств РЗА подстанционного оборудования, в частности, будут выбраны новые устройства РЗА и рассчитаны уставки этих устройств для АТ-1, АТ-2;

- будут выбраны новые устройства и рассчитаны уставки сетевой автоматики присоединений 220-500 кВ;

- будет выбрано новое оборудование вновь проектируемого РУ 500 кВ и проверено существующее оборудование ЗРУ-10 кВ, ОРУ-35 кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-220 кВ.

Существующая упрощенная однолинейная схема ПС Сквородино представлена на рисунке 1.1.

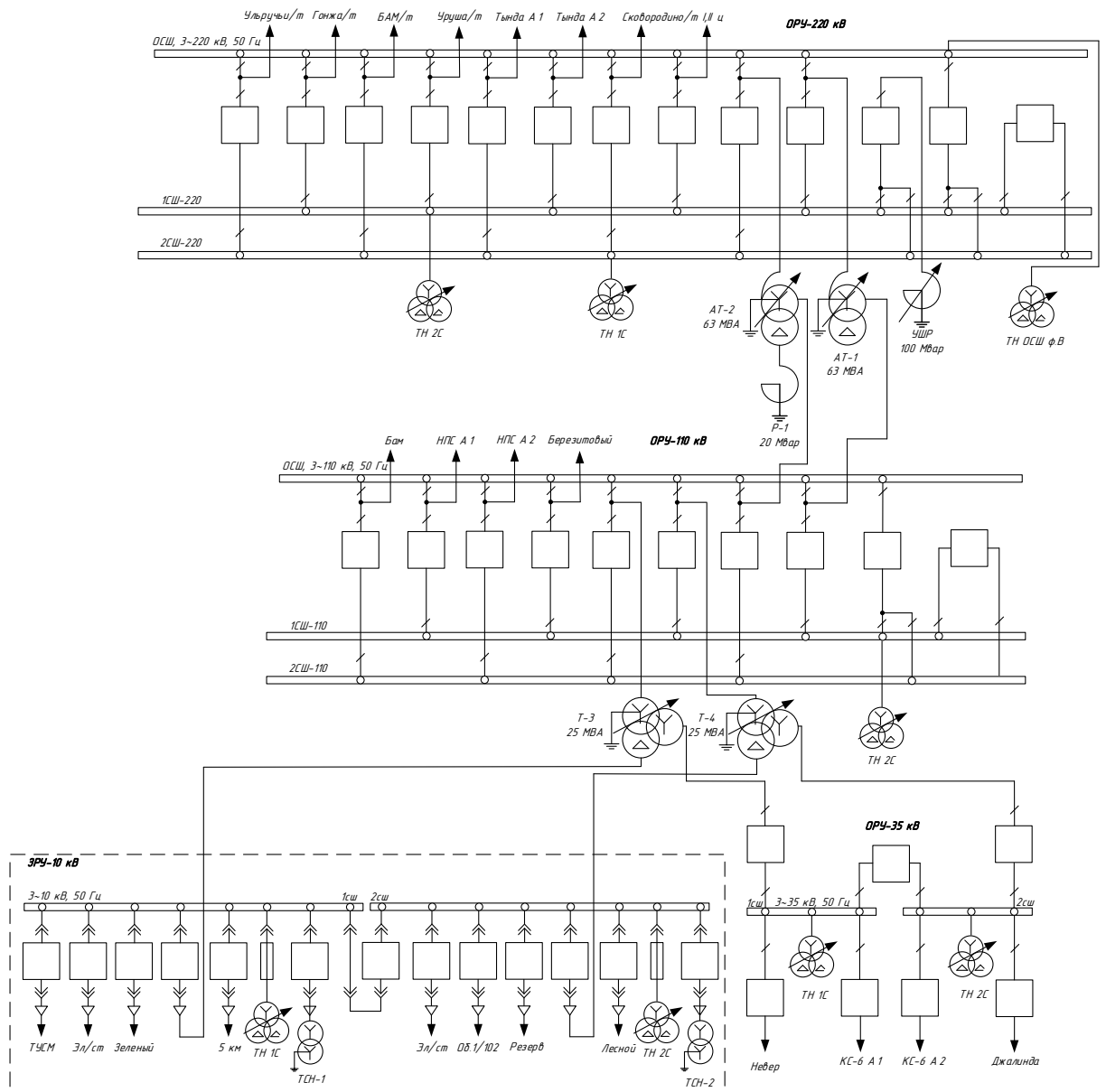


Рисунок 1.1 – Существующая упрощенная однолинейная схема
ПС Сковородино

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе требуется произвести расчет токов КЗ на рассматриваемой ПС. Схема ПС Сковородино довольно сложная, имеет в своем составе 4 распределительных устройства 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ и одно вновь проектируемое распределительное устройство 500 кВ.

Для расчета токов КЗ на всех уровнях напряжения предварительно требуется выбрать силовые трансформаторы, соединяющие РУ 500 кВ с существующим ОРУ 220 кВ. Для этого будет произведен выбор двух автотрансформаторов 500/220 кВ.

Существующие автотрансформаторы будут проверены по нормативному коэффициенту загрузки.

2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Для связи РУ 500 кВ с существующим ОРУ 220 кВ требуется выбрать автотрансформаторы. Выбор мощности автотрансформаторов связи производим из условия максимального перетока мощности между, РУ 500 кВ и ОРУ 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 всей ПС Сковородино (зимний максимум 2019 года) – $138,2+j31,6$ 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 мощ-

ностей и напряжения на шинах. Таким образом, наиболее рациональным способом будет определение прогнозируемой нагрузки по формуле сложных процентов:

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

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

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

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

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

При проектировании сетей принимаем $t_{прог} - t_{баз}$ 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.

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

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

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

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

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

$P_{\text{НН}}, Q_{\text{НН}}$ - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

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

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.

Таблица 2.1 – Технические характеристики выбранного автотрансформатора

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 Сквородино 2 автотрансформатора АДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1 (далее АТ-5, АТ-6), связывающие РУ 500 кВ и ОРУ-220 кВ.

Далее выполним проверку автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, связывающих ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ. Максимальный переток мощности через АТ-1 и АТ-2 составляет 59,1+j14,2 МВА. Данные предоставлены по результатам контрольного замера за декабрь 2019 года, получены в ходе преддипломной практики. Аналогично, выполним прогнозный расчет нагрузок.

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

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

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

По данным таблицы 1.2.4, марка трансформатора АТ-1 – АТДЦТН-63000/220/110 У1, марка АТ-2 аналогичная. Технические данные АТ-1 и АТ-2 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики автотрансформатора АТ-1(2)

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:

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

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

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 характеристики вновь выбранных автотрансформаторов АТ-1(2)

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 двух новых автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2, марки АДЦТН-80000/220/110, связывающих ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ.

2.2 Расчет симметричного короткого замыкания

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить упрощенный граф уже реконструированной ПС 500 кВ Сквородино. Данная схема представлена на рисунке 2.1. Представленная схема необходима для корректного отображения схемы замещения. Следует отметить, что ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ питаются от, соответственно, средней и низкой сторон трансформаторов Т-3 и Т-4, вывода 35 кВ сторон АТ-1, АТ-2, АТ-5 и АТ-6 закорочены и не используются, будет рассмотрено лишь возможно замыкание на стороне 35 кВ этих автотрансформаторов.

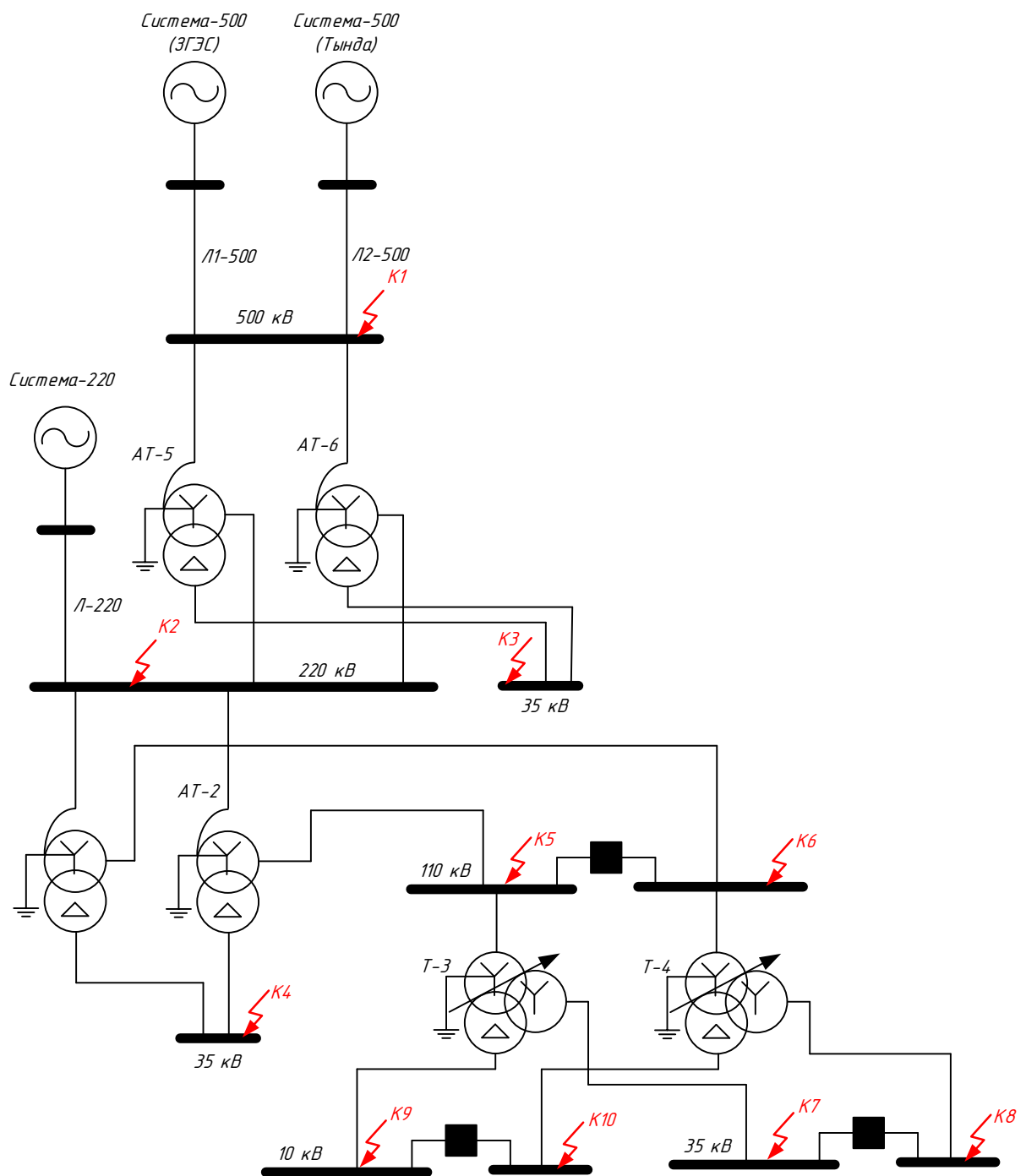


Рисунок 2.1 – Граф сети для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательно-ности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 2.2.

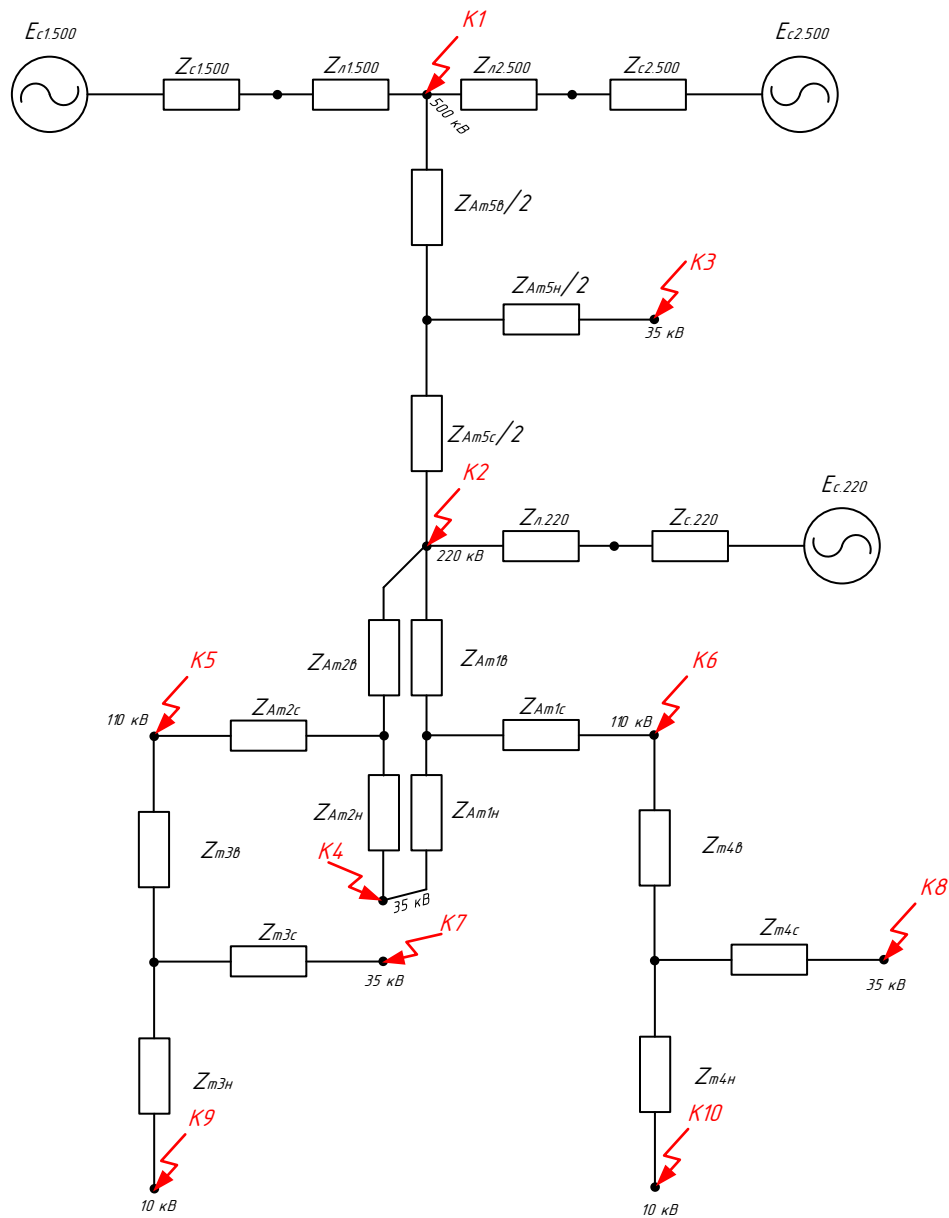


Рисунок 2.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

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 Зейская ГЭС – Сковородино	3хАС-300/39	356,7	10,48	111,99	1365,8
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	-
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 №1	3хАС-300/39	153,5	5,7	49,17	-
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында №1	АС-300/39	141,6	14,9	66,6	-

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
АТ-5(6)	
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

1	2
АТ-1(2)	
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
Т-3(4)	
Марка	ТДТН-25000/110/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-СН, %	6,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	17,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	10,5

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_c}, \quad (2.5)$$

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

S_c – мощность системы, МВА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

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

где x_0 – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{\text{эл}}$ – протяженность ЛЭП, км.

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

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

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

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

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

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

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

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

$u_{\text{к}\%}$ – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной ветви (Система 500 кВ, ЛЭП 500 кВ, трансформатор АТ-5). Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Значение мощностей системы получено в ходе преддипломной практики в отделе расчетов Службы РЗА. Для примера выполним расчет для Системы 1 (500 кВ):

$$S_{c1.500} = 18800 \text{ МВА}.$$

$$Z_{c1.500} = \frac{U_{ном}^2}{S_c},$$

$$Z_{c1.500} = \frac{500^2}{18800} = 13,3 \text{ Ом}.$$

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

$$X_{л.500.ЗГЭС.Сков} = x_0 \cdot L_{вл},$$

$$X_{л.500.ЗГЭС.Сков} = 0,314 \cdot 356,7 = 111,99 \text{ Ом}.$$

$$R_{л.500.ЗГЭС.Сков} = r_0 \cdot L_{вл},$$

$$R_{л.500.ЗГЭС.Сков} = 0,0293 \cdot 356,7 = 10,48 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.500.ЗГЭС.Сков} = \sqrt{X_{л.500.ЗГЭС.Сков}^2 + R_{л.500.ЗГЭС.Сков}^2},$$

$$Z_{л.500.ЗГЭС.Сков} = \sqrt{111,99^2 + 10,48^2} = 112,5 \text{ Ом}.$$

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

$$B_{л.500.3ГЭС.Сков} = b_0 \cdot L_{эл},$$

$$B_{л.500.3ГЭС.Сков} = 3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 356,7 = 1365,8 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере АТ-5.

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

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

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

$$X_{ам5.б} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{500^2}{167000} = 183,4 \text{ Ом},$$

$$X_{ам5.с} = \frac{-1,25}{100} \cdot \frac{230^2}{167000} = -3,96 \text{ Ом},$$

$$X_{ам5.н} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{38,5^2}{83500} = 4,04 \text{ Ом}.$$

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

Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 2.2, приводим к виду, изображенному на рисунке 2.3, исключая возможность подпитки междофазного КЗ от сети 35-10 кВ.

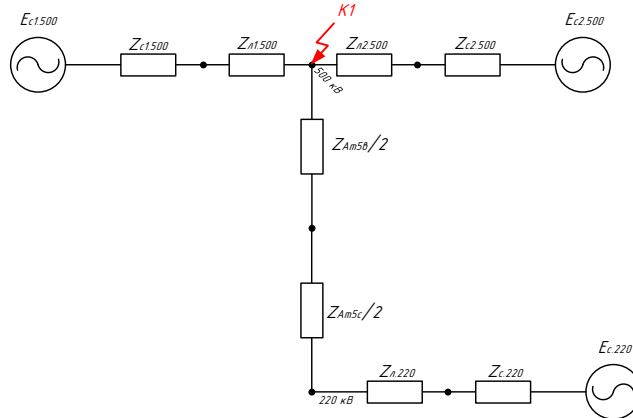


Рисунок 2.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Для эквивалентного сопротивления ЛЭП 220 кВ рассчитаем эквивалентную проводимость:

$$Y_3 = \left(\frac{1}{Z_{л.220.Сков.Тнд}} + \frac{1}{Z_{л.220.Сков.Ульр}} + \frac{1}{Z_{л.220.Сков.БАМ}} + \frac{1}{Z_{л.220.Сков.Гонж}} + \frac{1}{Z_{л.220.Сков.Уруша}} \right) \cdot \frac{1}{k_{m1}}, \quad (2.11)$$

где $Z_{л.220.i}$ - сопротивление соответствующей ЛЭП 220 кВ, Ом;

k_{m1} - коэффициент трансформации, равный квадрату отношения напряжения стороны, к которой выполняется приведение к напряжению стороны, подлежащей приведению [8].

Эквивалентное сопротивление ЛЭП 220:

$$Z_{ЛЭП.220.К-1} = \frac{1}{Y_3} \quad (2.12)$$

Итак, расчет для ветви Системы 220 кВ:

$$Z_3 = \frac{1}{Y_3} + Z_{c.220} \cdot k_{m1} + \frac{Z_{am5.c} \cdot k_{m1}}{2} + \frac{Z_{am5.6}}{2},$$

$$Z_3 = \frac{1}{0,046} + 28,09 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2 + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2}{2} + \frac{183,4}{2} = 244,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ветвей Системы 1 500 кВ и Системы 2 500 кВ:

$$Z_1 = Z_{л.500.Сков.Тюд} + Z_{c1.500},$$

$$Z_1 = 48,4 + 13,3 = 61,7 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = Z_{л.500.3ГЭС.Сков} + Z_{c2.500},$$

$$Z_2 = 112,4 + 7,79 = 120,3 \text{ Ом.}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 2.4.

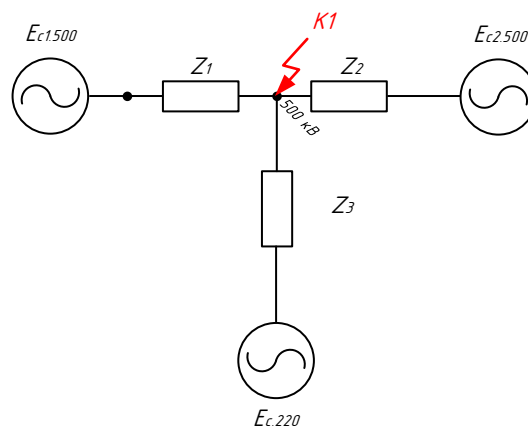


Рисунок 2.4 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экв.К1}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3}} = \frac{1}{\frac{1}{61,7} + \frac{1}{120,3} + \frac{1}{244,3}} = 34,95 \text{ Ом}.$$

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.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}}, \quad (2.13)$$

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

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

$$I_{1.n} = \frac{515}{\sqrt{3} \cdot 34,95} = 8,51 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 2.3.1.

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 2.5.

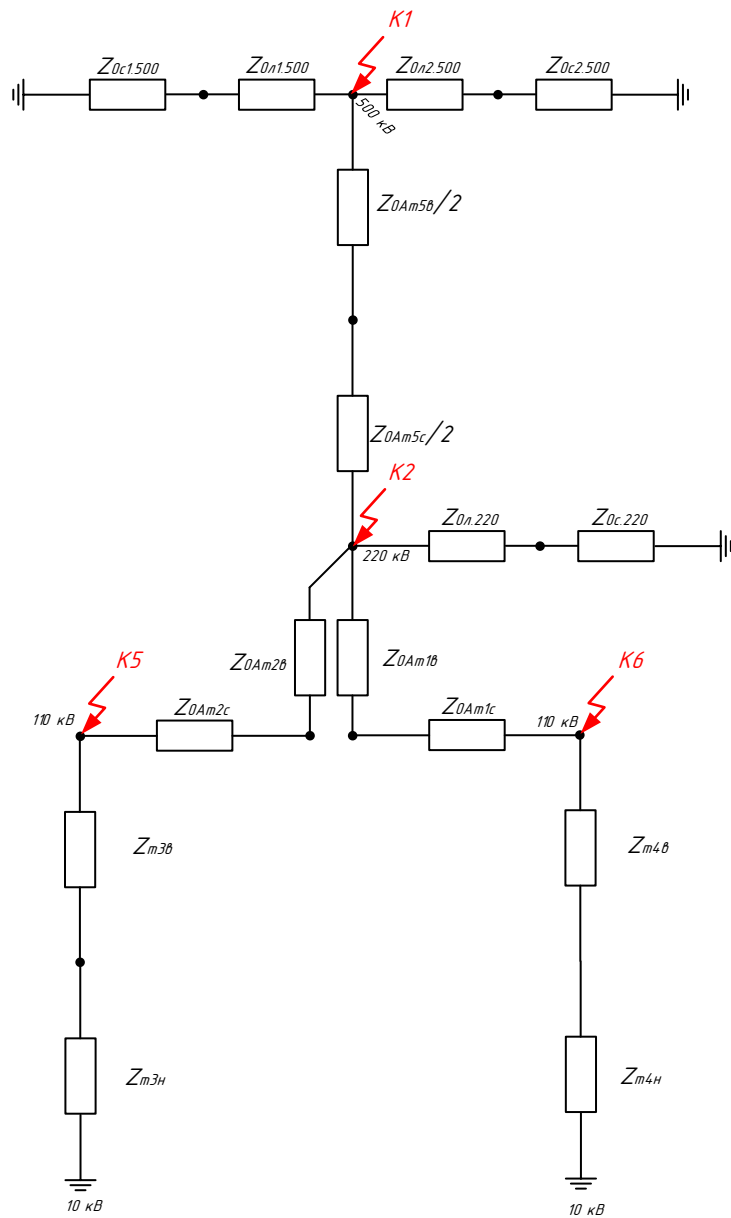


Рисунок 2.5 – Схема замещения нулевой последовательности

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 КЗ покажем в качестве примера для точки К1. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенном на рисунке 2.6.

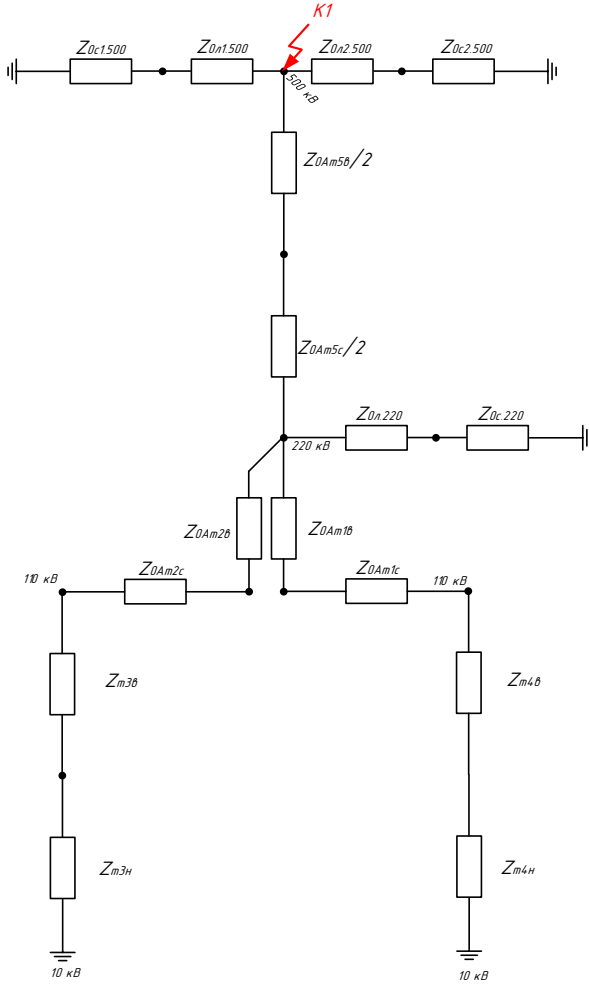


Рисунок 2.6 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Для эквивалентного сопротивления нулевой последовательности ЛЭП 220 кВ рассчитаем эквивалентную проводимость:

$$Y_{03} = \left(\frac{1}{Z_{0л.220.Сков.Тнд}} + \frac{1}{Z_{0л.220.Сков.Ультр}} + \frac{1}{Z_{0л.220.Сков.БАМ}} + \frac{1}{Z_{0л.220.Сков.Гонж}} + \frac{1}{Z_{0л.220.Сков.Уруша}} \right) \cdot \frac{1}{k_{т04}}, \quad (2.14)$$

где $Z_{0л.220,i}$ - сопротивление нулевой последовательности соответствующей ЛЭП 220 кВ, Ом;

k_{mi} - коэффициент трансформации, равный квадрату отношения напряжения стороны, к которой выполняется приведение к напряжению стороны, подлежащей приведению [8].

Эквивалентное сопротивление ЛЭП 220:

$$Z_{0ЛЭП.220.K-1} = \frac{1}{Y_{04}}, \quad (2.15)$$

Итак, расчет для ветви Системы 220 кВ:

$$Z_{04} = \frac{1}{Y_{04}} + Z_{0с.220} \cdot k_{m04},$$

$$Z_{04} = \frac{1}{0,015} + 70,23 \cdot \left(\frac{515}{230}\right)^2 = 417,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нулевой последовательности ветвей Системы 1 500 кВ и Системы 2 500 кВ:

$$Z_{01} = Z_{0л.500.Сков.Тнд} + Z_{0с1.500},$$

$$Z_{01} = 121,0 + 33,25 = 154,3 \text{ Ом.}$$

$$Z_{02} = Z_{0л.500.3ГЭС.Сков} + Z_{0с2.500},$$

$$Z_{02} = 281,2 + 19,5 = 300,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нулевой последовательности ветвей трансформаторов Т-3 и Т-4:

$$Z_{03} = \frac{1}{2} (Z_{m3н} \cdot k_{m01} + Z_{m3с} \cdot k_{m03} + Z_{am1с} \cdot k_{m03} + Z_{am1с} \cdot k_{m04}), \quad (2.16)$$

$$Z_{03} = \frac{1}{2} \left(0,52 \cdot \left(\frac{515}{11} \right)^2 + 39,5 \cdot \left(\frac{515}{115} \right)^2 + 0,092 \cdot \left(\frac{515}{115} \right)^2 + 97,5 \cdot \left(\frac{515}{230} \right)^2 \right) = 1212 \text{ Ом}.$$

Эквивалентуем параллельные ветви: Z_{03} и Z_{04} .

$$Z_{05} = \frac{Z_{03} \cdot Z_{04}}{Z_{03} + Z_{04}} + \frac{Z_{am5.c} \cdot k_{m04}}{2} + \frac{Z_{am5.с}}{2}, \quad (2.17)$$

$$Z_{05} = \frac{1212 \cdot 417,3}{1212 + 417,3} + \frac{-3,96 \cdot \left(\frac{515}{230} \right)^2}{2} + \frac{183,4}{2} = 392,2 \text{ Ом}.$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 2.7.

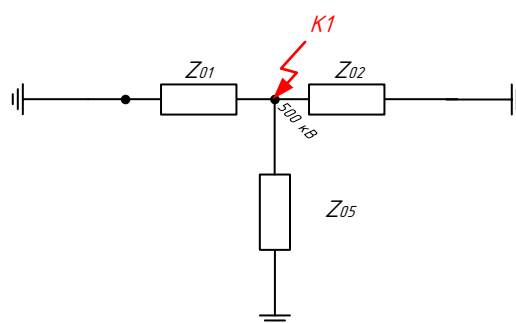


Рисунок 2.7 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для расчетной точки К1 равно:

$$Z_{0_{\text{экв.К1}}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{01}} + \frac{1}{Z_{02}} + \frac{1}{Z_{05}}} = \frac{1}{\frac{1}{154,3} + \frac{1}{300,7} + \frac{1}{392,2}} = 80,9 \text{ Ом.}$$

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.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эквКi}} + Z_{0_{\text{эквКi}}})}, \quad (2.18)$$

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.

$$3I_{0.n.К1} = \frac{3 \cdot 515}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 34,95 + 80,9)} = 5,9 \text{ кА},$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n}, \quad (2.19)$$

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

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,51 = 7,4 \text{ кА}.$$

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	8,51	7,37	5,92
К-2	9,53	8,25	7,83
К-3	9,20	7,97	-
К-4	4,31	3,73	-
К-5	2,04	1,77	2,30
К-6	2,04	1,77	2,30
К-7	2,96	2,56	-
К-8	2,96	2,56	-
К-9	5,48	4,75	-
К-10	5,48	4,75	-

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 токов здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n}, \quad (2.20)$$

где $k_{y\delta}$ - 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.

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,51 = 21,42 \text{ кА} .$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n}, \quad (2.21)$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 8,51 = 12,03 \text{ кА} .$$

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	3-фазное	8,51	12,03	21,42
К-2	3-фазное	9,53	13,48	24,4
К-3	3-фазное	9,20	13,01	25,7
К-4	3-фазное	4,31	6,10	12,04
К-5	1-фазное	2,30	3,26	5,89
К-6	1-фазное	2,30	3,26	5,89
К-7	3-фазное	2,96	4,18	8,25
К-8	3-фазное	2,96	4,18	8,25
К-9	3-фазное	5,48	7,75	14,33
К-10	3-фазное	5,48	7,75	14,33

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

Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы.

$$I_{\text{раб.т}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}}, \quad (2.22)$$

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

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

Рабочие токи через стороны АТ-5(6):

$$I_{раб.ат5.в} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 193 \text{ A},$$

$$I_{раб.ат5.с} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 419 \text{ A},$$

$$I_{раб.ат5.н} = \frac{167000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1252 \text{ A}.$$

Рабочие токи через стороны АТ-1(2):

$$I_{раб.ат1.в} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 201 \text{ A},$$

$$I_{раб.ат1.с} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382 \text{ A},$$

$$I_{раб.ат1.н} = \frac{80000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ A}.$$

Рабочие токи через стороны Т-3(4):

$$I_{раб.т3.в} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 119 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб.м3.с}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб.м3.н}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ A}.$$

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В предыдущей главе были произведены выбор и проверка силовых трансформаторов на открытой части ПС Сковородино. В части проверки и выбора первичного оборудования в объем ВКР входит проектирование и выбор нового оборудования РУ 500 кВ и проверка существующего оборудования в объеме:

- оборудование ОРУ 220 кВ;
- оборудование ОРУ 110 кВ;
- оборудование ОРУ 35 кВ;
- оборудование КРУ 10 кВ.

3.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ

На напряжение 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 500 кВ

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

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

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

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

Для ПС Сквородино требуется выбрать однолинейную схему для КРУЭ 500 кВ. Исходя из количества присоединений и требований к надежности, принимаем схему №17 «Полуторная», которая применяется при 4 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. Схема 17 - с «полупутора» 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.

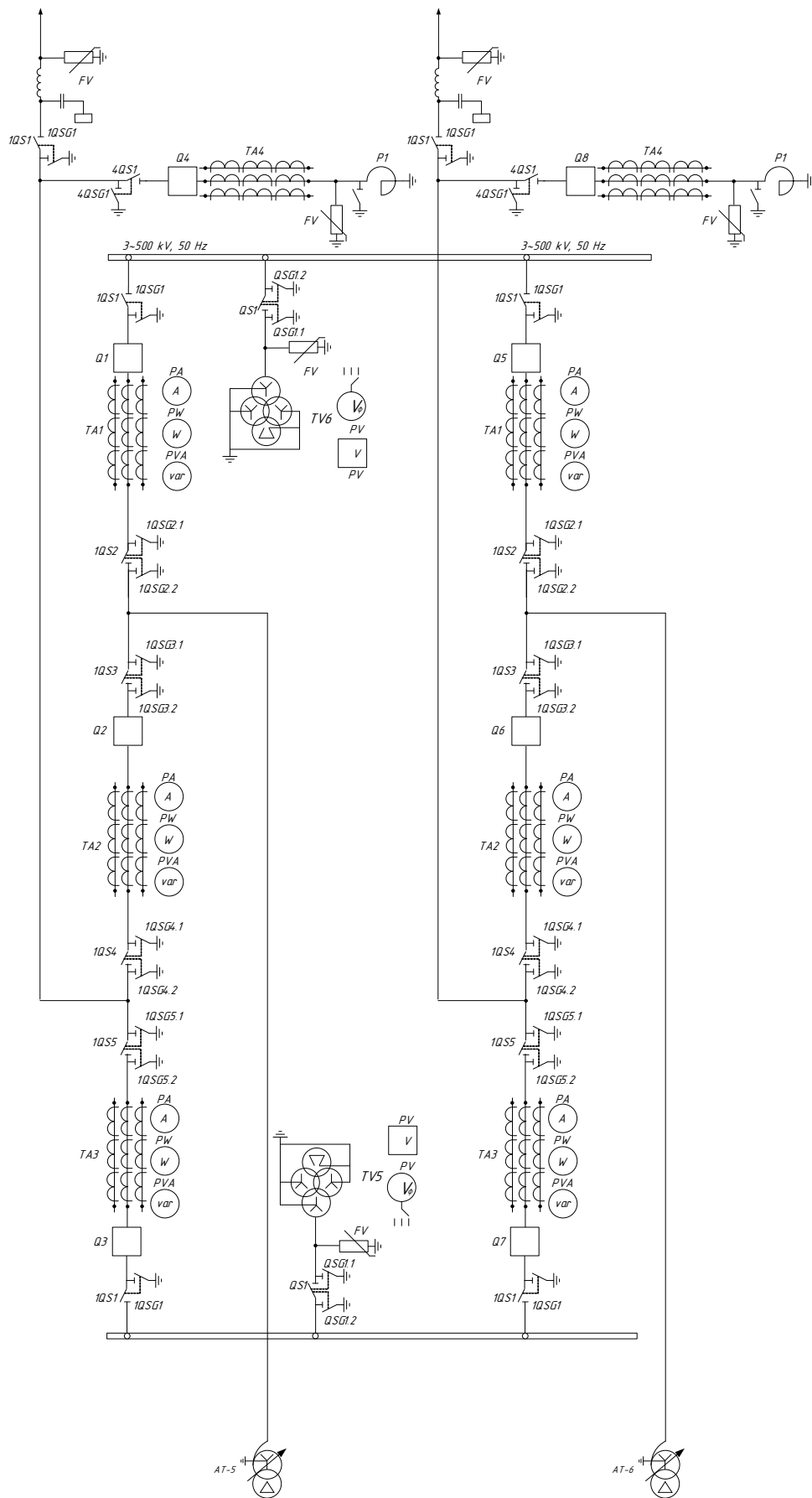


Рисунок 3.1 – Однолинейная схема РУ 500 кВ

Далее рассмотрим схему существующих распределительных устройств подстанции. На напряжении 110 и 220 кВ, соответственно, для ОРУ 110 и ОРУ 220 кВ 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. В качестве примера покажем ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ представлено аналогично в графической части ВКР.

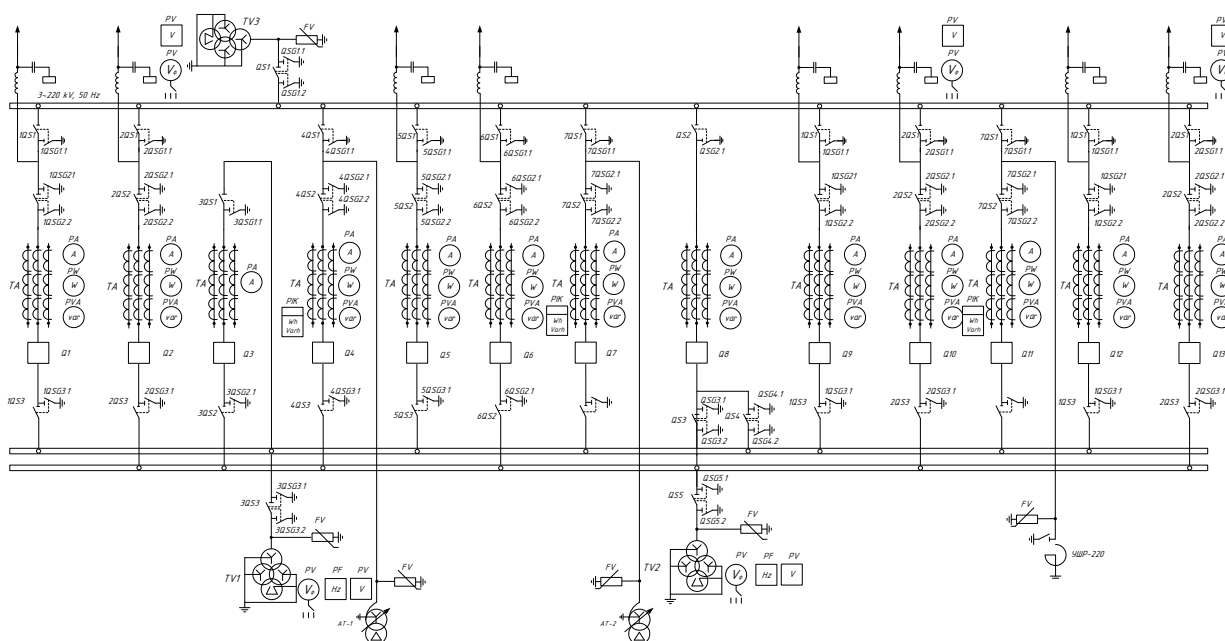


Рисунок 3.2 – Однолинейная схема ОРУ 220 кВ

На напряжении 35 кВ предусмотрена замена оборудования на современное и предусмотрена типовая схема 35-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На напряжении 10 кВ, соответственно, для ЗРУ 10 кВ предусмотрена типовая схема 10(6)-1 – Одна, секционированная выключателями, система шин. Схемы представлены далее на рисунках 3.3 и 3.4.

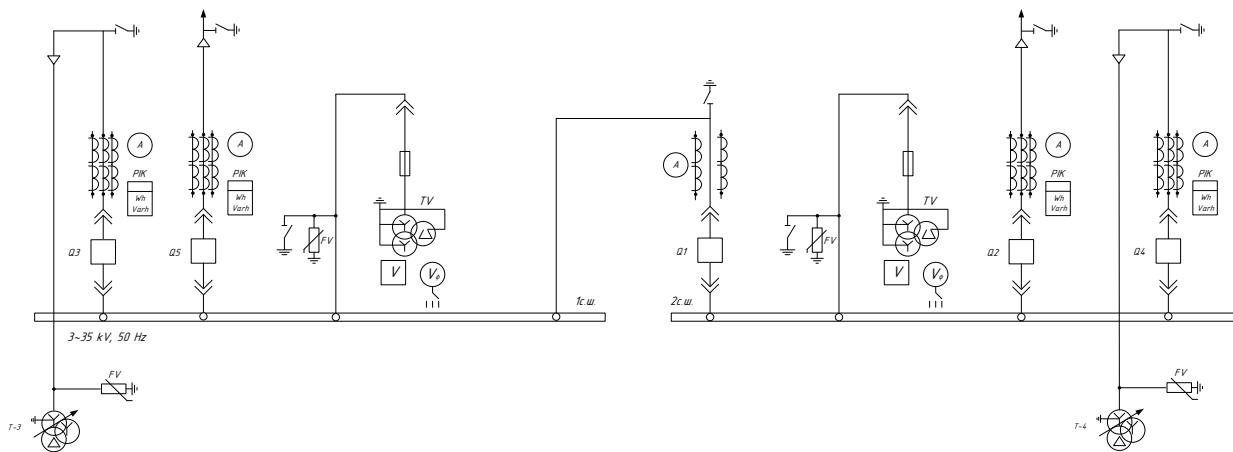


Рисунок 3.3 – Однолинейная схема РУ 35 кВ

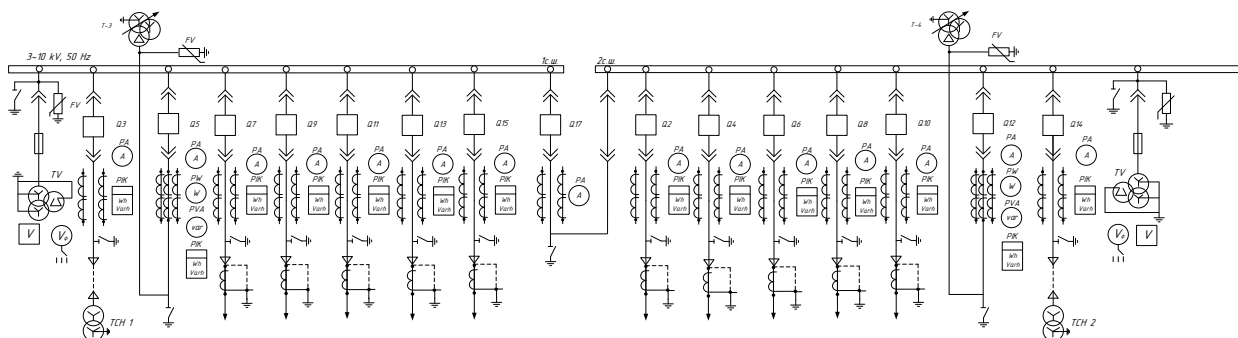


Рисунок 3.4 – Однолинейная схема РУ 10 кВ

3.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Шинные конструкции на подстанции представляют собой совокупность жесткой и гибкой ошиновки. На открытой части подстанции отсутствуют элементы жестких шин. Гибкая ошиновка представляет собой набор проводов марки АС, которые соединяют первичное оборудование, с силовыми трансформаторами. Помимо этого, часть гибкой ошиновки пролегает по открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданию КРУЭ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. 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:

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

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

r_o – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_o}}, \quad (3.3)$$

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 апериодической 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:

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

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

Проверку по способности отключения апериодической 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 апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

3.4.1 Выбор и проверка выключателей КРУЭ 500 кВ

Центральным элементом распределительного устройства 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 3.4.1 – 3.4.3.

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

$$B_k = 8,51^2 (5,048 + 0,02) = 367 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 3.2

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

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	8,51
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	12,03
Ток термической стойкости, кА	63	8,51
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	20000	367
Ток динамической стойкости, кА	120	21,42

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

3.4.2 Проверка выключателей ОРУ 220 кВ

На ОРУ 220 кВ 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 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ ЗАР1 DN-245

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	9,53
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	25,5	13,48
Ток термической стойкости, кА	40	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	15900	460
Ток динамической стойкости, кА	80	17,25

Таблица 3.4. - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ GL-314

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	9,53
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	26,9	13,48
Ток термической стойкости, кА	45	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	16000	460
Ток динамической стойкости, кА	80	17,25

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

3.4.3 Проверка выключателей ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ применяются несколько видов выключателей. Приведем параметры для каждого из типов.

Для выключателей типа ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1:

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 40 %;
- полное время отключения – 0,1 с.

Для выключателей типа МКП-110Б-1000/630-20 У1:

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 40 %;
- полное время отключения – 0,1 с.

Для выключателей типа МКП-110М-1000/630-20 У1:

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 40 %;
- полное время отключения – 0,1 с.

Для выключателей типа LTB-145:

- номинальный ток отключения – 40 кА;
- доля апериодической составляющей – 40 %;
- полное время отключения – 0,06 с.

Остальные параметры и их сравнение с расчетными значениями, а также сами расчеты приведены в приложении А. Техническое сравнение параметров приведено в таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2500	382
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	3,26
Ток термической стойкости, кА	40	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	13000	22
Ток динамической стойкости, кА	80	4,17

Таблица 3.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ МКП-110Б-1000/630-20 У1

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	630	382
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	3,26

1	2	3
Ток термической стойкости, кА	40	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	13000	22
Ток динамической стойкости, кА	80	4,17

Таблица 3.7 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ МКП-110М-1000/630-20 У1

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	630	382
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	3,26
Ток термической стойкости, кА	40	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	13000	22
Ток динамической стойкости, кА	80	4,17

Таблица 3.8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ ЛТВ-145

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	145	110
Номинальный ток, А	3000	382
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	2,3
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	3,26
Ток термической стойкости, кА	40	9,53
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	14500	22
Ток динамической стойкости, кА	80	4,17

Таким образом, делаем вывод, что установленные выключатели на ОРУ 110 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

3.4.4 Проверка выключателей ОРУ 35 кВ

На ОРУ 35 кВ применяются выключатели марки МКП-35. Приведем параметры для данного типа выключателей:

- номинальный ток отключения – 24 кА;
- доля апериодической составляющей – 48 %;
- полное время отключения – 0,12 с.

Остальные параметры и их сравнение с расчетными значениями, а также сами расчеты приведены в приложении А. Техническое сравнение параметров приведено в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 35 кВ МКП-35

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	600	375
Номинальный ток включения/отключения, кА	24	9,2
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	13,01
Ток термической стойкости, кА	24	9,2
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	8500	435
Ток динамической стойкости, кА	35	18,17

Таким образом, делаем вывод, что установленные выключатели на ОРУ 35 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

3.4.5 Проверка выключателей ЗРУ 10 кВ

На ПС Сквородино используется типовое ЗРУ 10 кВ. В состав данного ЗРУ входят вакуумные выключатели с электромагнитным приводом внутренней установки марки ВБМ-10-20/1600. Параметры для данного выключателя:

- номинальный ток отключения – 20 кА;

- доля апериодической составляющей – 40 %;
- полное время отключения – 0,074 с.

Остальные параметры и их сравнение с расчетными значениями, а также сами расчеты приведены в приложении А. Техническое сравнение параметров приведено в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ ВБМ-10-20/1600

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1600	1312
Номинальный ток включения/отключения, кА	20	5,48
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	11,3	7,75
Ток термической стойкости, кА	20	5,48
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	11200	153
Ток динамической стойкости, кА	48	10,14

Таким образом, делаем вывод, что выключатели в составе ЗРУ 10 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

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 500 кВ

У КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы» 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. Находящийся 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 установлены разъединители типа РДЗ-2-220/1000 УХЛ1, РДЗ-1-220/1000 У1, РНДЗ.16-220/1000 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 3.11).

Таблица 3.11 - 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

1	2	3
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	15900	460
Ток динамической стойкости, кА	80	17,25

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

3.5.3 Проверка разъединителей ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ установлены разъединители типа РДЗ-2-110/630 УХЛ1, РДЗ-1-110/630 У1, РНДЗ.16-110/630 У1. Каждый из представленных типов имеет одинаковые основные параметры, по которым производится проверка. Таким образом, приведем обобщенную сравнительную таблицу для разъединителей ОРУ 110 кВ (таблица 3.12).

Таблица 3.12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	630	382
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	11200	22
Ток динамической стойкости, кА	50	4,17

Таким образом, делаем вывод, что разъединители ОРУ 110 кВ удовлетворяют проверкам и могут эксплуатироваться.

3.5.4 Проверка разъединителей ОРУ 35 кВ

На ОРУ 35 кВ установлены разъединители типа РДЗ-2-35/630 УХЛ1, РДЗ-1-35/630 У1, РНДЗ.16-35/630 У1. Каждый из представленных типов имеет одинаковые основные параметры, по которым производится проверка. Таким образом, приведем обобщенную сравнительную таблицу для разъединителей ОРУ 35 кВ (таблица 3.13).

Таблица 3.13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей ОРУ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	375
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	8500	435
Ток динамической стойкости, кА	35	18,17

Таким образом, делаем вывод, что разъединители ОРУ 35 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 3.14.

Таблица 3.14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
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	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

Продолжение таблицы 3.14

1	2	3	4	5	6
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12
Ввода 110 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 110 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2
Ввода 35 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 35 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	0,4	0,4
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
<i>Итого</i>	-	-	7,2	7,2	7,2
Ввода 10 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 10 кВ					

1	2	3	4	5	6
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>	-	-	<i>12</i>	<i>12</i>	<i>12</i>

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:

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

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

В качестве примера приведем расчет для стороны 500 кВ, согласно формул 3.7-3.14. 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.

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

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

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

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

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

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

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 500 кВ

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	8,51
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	21,42
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,942

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

3.6.2 Проверка трансформаторов тока ОРУ 220 кВ

На ОРУ 220 кВ установлены несколько видов трансформаторов тока: ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1, СА-245, АГУ-245. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблицах 3.16-3.18.

Таблица 3.16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1

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	9,53
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	17,25
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,23

Таблица 3.17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для СА-245

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
1	2	3
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	419
Односекундный ток термической стойкости, кА	50	9,53
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	17,25
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	15	1,23

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

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	9,53
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	82	17,25
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,23

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

3.6.3 Проверка трансформаторов тока ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ установлены несколько видов трансформаторов тока: ТФГМ 110П*-III УХЛ1, ТФЗМ 110, ТВ 110/20, ИВМ-123. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблицах 3.19-3.22.

Таблица 3.19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТФГМ 110П*-III УХЛ1

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	382
Односекундный ток термической стойкости, кА	32	2,3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	4,17
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,04

Таблица 3.20 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТФЗМ 110

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	382
Односекундный ток термической стойкости, кА	32	2,3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	4,17
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,04

Таблица 3.21 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВ 110/20

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	382
Односекундный ток термической стойкости, кА	30	2,3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	70	4,17
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,04

Таблица 3.22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для IBM-123

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	382

1	2	3
Односекундный ток термической стойкости, кА	35	2,3
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	75	4,17
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	18	1,04

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов тока, установленных на ОРУ 110 кВ.

3.6.4 Проверка трансформаторов тока ОРУ 35 кВ

На ОРУ 35 кВ установлены трансформаторы тока марки ТФЗМ 35. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 3.24.

Таблица 3.23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТФЗМ 35

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	375
Односекундный ток термической стойкости, кА	32	9,2
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	18,17
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,04

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов тока, установленных на ОРУ 35 кВ.

3.6.5 Проверка трансформаторов тока ЗРУ 10 кВ

ЗРУ 10 кВ укомплектовано трансформаторами тока марки ТОЛ 10. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 3.25.

Таблица 3.24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТОЛ 10

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	2500-2000-1500-1200-1000...150	1312
Односекундный ток термической стойкости, кА	30	5,48
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	48	10,14
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,23

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов тока, установленных в ЗРУ 10 кВ.

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 3.26.

Таблица 3.25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
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			

Продолжение таблицы 3.25

1	2	3	4
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
Шины 110 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
Шины 35 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
Шины 10 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:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 3.26.

Таблица 3.26 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 500 кВ

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 ОРУ 220 кВ 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 3.27.

Таблица 3.27 - 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 ОРУ 110 кВ

На ОРУ 110 кВ установлены трансформаторы напряжения НАМИ-110.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 110 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 3.28.

Таблица 3.28 - Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-110

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126

1	2	3
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов напряжения ОРУ 110 кВ.

3.7.4 Проверка трансформаторов напряжения ОРУ 35 кВ

На ОРУ 35 кВ установлены трансформаторы напряжения НАМИ-35.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 35 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 3.29.

Таблица 3.29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	45	40,2
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов напряжения ОРУ 35 кВ.

3.7.5 Проверка трансформаторов напряжения ЗРУ 10 кВ

В ЗРУ 10 кВ установлены трансформаторы напряжения НАМИТ-10.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 10 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 3.30.

Таблица 3.30 - Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИТ-10

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	20	11,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10	10
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, делаем вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов напряжения в составе ЗРУ 10 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. (Токowедущие 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 газонепроницаемой 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.

3.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. В случае ПС Сквородино трансформаторы собственных нужд питаются от шин 10 кВ.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 3.31.

Таблица 3.31 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{pac} = \sqrt{P_{yct}^2 + Q_{yct}^2} \cdot 0,8, \quad (3.15)$$

$$S_{pac} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4. Выполним проверку ТСН по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{S_{TP}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (3.16)$$

$$K_3^{норм} = \frac{243}{2 \cdot 250} = 0,49.$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}}, \quad (3.17)$$

$$K_3^{авар} = \frac{243}{250} = 0,97.$$

Выбранные трансформаторы собственных нужд удовлетворяют по перегрузочной способности. Принимаем к установке ТМГ-250/10/0,4

3.10 Характеристика ячеек 10-35 кВ

ЗРУ 10 кВ ПС Сквородино состоят из отдельных блок-контейнеров с установленными в них комплектными распределительными устройствами из шкафов серии КСО-203. РУ 35 кВ ПС Сквородино выполнено в виде ОРУ, как отмечалось выше.

Учитывая техническое состояние и срок нахождения в эксплуатации данного оборудования, имеет смысл заменить вышеуказанное оборудование на комплектные распределительные устройства типа КРУН. На напряжении 35 кВ – ячейки КРУН типа К-405, на напряжении 10 кВ – ячейки КРУН типа К-59. Технические параметры КРУ 10 и 35 кВ представлены в таблице 3.32

Таблица 3.32 – Основные параметры шкафов КРУ 10-35 кВ

Параметры	Значения
1	2
К-59	
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.
К-405	
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

В составе шкафов КРУ находятся:

- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- силовые выключатели;
- релейные модули, встроенные в ячейки КРУ;
- все оборудование соединено жёсткой ошиновкой.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Данная глава посвящена проектированию новых устройства РЗ вновь вводимых автотрансформаторов 500 кВ АТ-5 и АТ-6, а также реконструкции существующих устройств РЗ уже установленных на данный момент автотрансформаторов 220 кВ АТ-1 и АТ-2.

Будет произведен выбор новых устройств РЗ и рассчитаны их параметры настройки и алгоритмы функционирования, представлены схемы устройств РЗА.

В ходе работы будут также выбраны устройства сетевой подстанционной автоматики, рассчитаны их уставки, описаны алгоритмы функционирования и логика работы, представлены схемы.

4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты автотрансформаторов. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для АТ-5 (для автотрансформатора АТ-6 выбор аналогичен) и АТ-1 (для АТ-2 – аналогично).

В соответствии с ПУЭ [8], для трансформаторов и автотрансформаторов, мощностью более 630 кВА должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ.

Для АТ-5 и АТ-6 в качестве основных защит будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «АВВ» типа RET, установленных

в шкафу типа ШЭ. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- КИВ;
- токовую защиту нулевой последовательности;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;
- УРОВ;
- двухступенчатая максимальная токовая защита НН;
- реле минимального напряжения;
- защиту от потери охлаждения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых реле,

от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла.

Для АТ-5 и АТ-6 в качестве резервных защит и сетевой автоматики будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «АВВ» типа REC. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- пятиступенчатую дистанционную защиту;
- блокировку при качаниях;
- блокировку при неисправностях цепей напряжения;
- четырёхступенчатую ТЗНП;
- токовую МТЗ сторон;
- токовую защиту от перегрузки;
- автоматику управления выключателем;
- УРОВ;
- АПВ.

Для АТ-1 и АТ-2 в качестве основных защит будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 045. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- КИВ;

- токовую защиту нулевой последовательности;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;
- УРОВ;
- двухступенчатая максимальная токовая защита НН;
- реле минимального напряжения;
- защиту от потери охлаждения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых реле, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла.

Для АТ-1 и АТ-2 в качестве резервных защит и сетевой автоматики будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРО» типа БЭ0704 011. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- пятиступенчатую дистанционную защиту;
- блокировку при качаниях;
- блокировку при неисправностях цепей напряжения;
- четырёхступенчатую ТЗНП;
- токовую МТЗ сторон;
- токовую защиту от перегрузки;
- автоматику управления выключателем;
- УРОВ;
- АПВ.

Схема расстановки устройств РЗА представлена на рисунке 4.1.

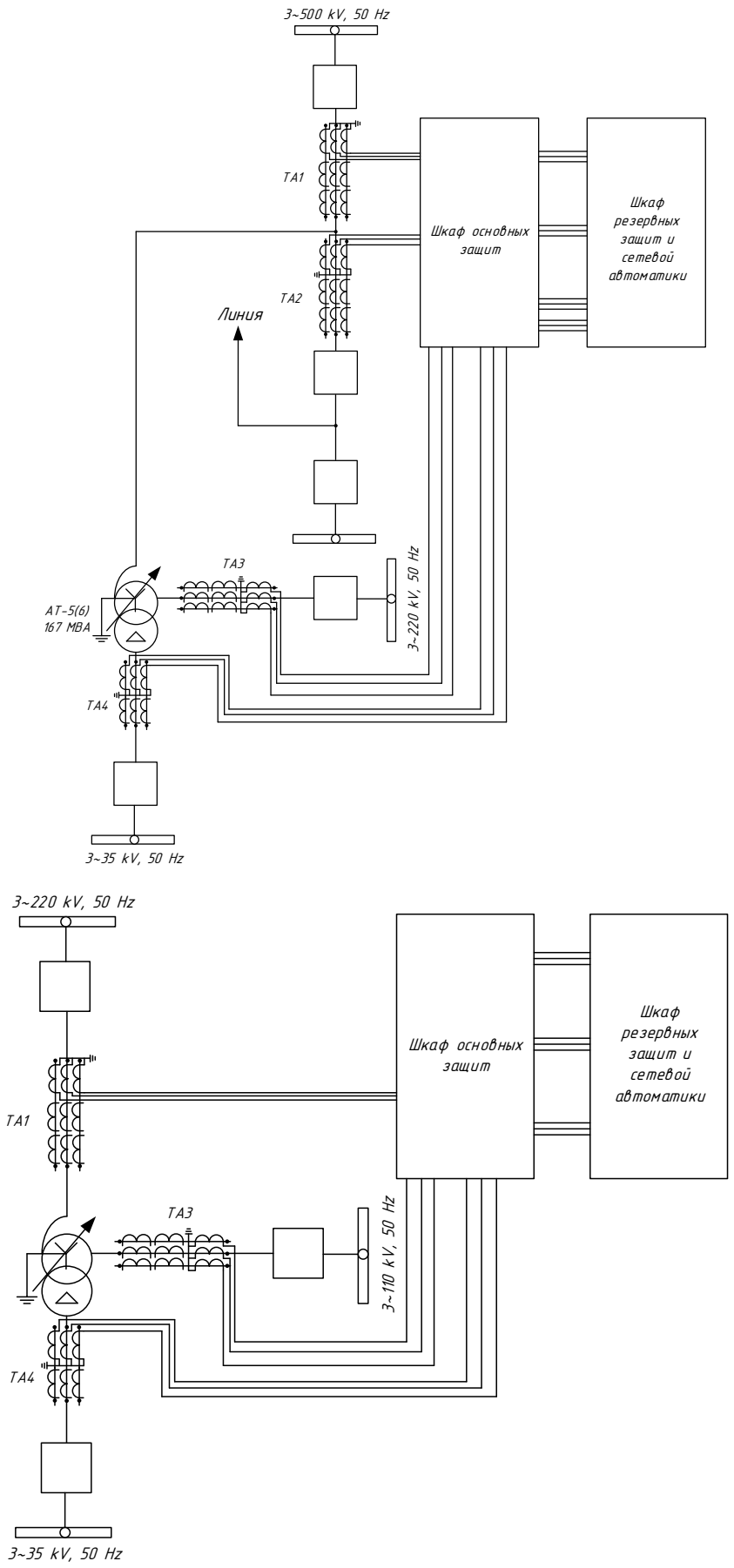


Рисунок 4.1 – Схема расстановки комплексов защит и автоматики

4.2 Расчет уставок защит автотрансформаторов

4.2.1 Расчет основных защит автотрансформаторов

Будет представлен расчет ДЗТ для автотрансформаторов 500 кВ АТ-5, АТ-6 на базе терминала АВВ БЭ2704 541. Расчет ДЗТ для АТ-1, АТ-2 выполняется по аналогичной методике и представлен подробно в приложении Б. Методика расчета предоставлена на официальной странице НПП «АВВ». Проект методических указаний по расчету [17] выполнен на основании руководящих указаний по расчету РЗА [12].

Первое, что необходимо выполнить, это проверить обеспечивается ли цифровое выравнивание токов плеч защищаемого трансформатора, для этого определяем первичные номинальные токи:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}}, \quad (4.1)$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{S_{\text{номСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номСН}}}, \quad (4.2)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (4.3)$$

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

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

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

Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора с учетом установки группы ТТ «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора, т.е. $K_{сх}=1$ на всех сторонах трансформатора.

$$I_{номВН.втор} = \frac{I_{номВН} \cdot k_{схВН}}{k_{mmВН}}, \quad (4.4)$$

$$I_{номСН.втор} = \frac{I_{номСН} \cdot k_{схСН}}{k_{mmСН}}, \quad (4.5)$$

$$I_{номНН.втор} = \frac{I_{номНН} \cdot k_{схНН}}{k_{mmНН}}, \quad (4.6)$$

$$I_{номВН.втор} = \frac{193 \cdot 1}{50} = 3,86 \text{ А.}$$

$$I_{номСН.втор} = \frac{419 \cdot 1}{100} = 4,19 \text{ А.}$$

$$I_{номНН.втор} = \frac{1252 \cdot 1}{300} = 4,17 \text{ А.}$$

По таблице 4.1 выбираем номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания.

Таблица 4.1 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов

Вторичный ток в номинальном режиме, А	Номинальный ток входа устройства, А	Относительная погрешность выравнивания
1	2	3
5-20	5	0,03

1	2	3
1-5	5	0,02
0,5-1	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Далее необходимо оценить обеспечение цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора. Определяем расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 + (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2}, \quad (4.7)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε - относительная погрешность ТТ (10%);

$\Delta U_{\text{рег}}$ - относительная погрешность регулирования РПН (16%);

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч.

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 + (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214.$$

Таблица 4.2 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов

Тип защищаемого объекта			Кпер
1	2	3	4
ТСН электростанций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе мощные двигатели напряжением 6-10 кВ			1,5

1	2	3	4
Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электростанций			1,7
Трансформаторы электрических сетей и автотрансформаторы, не имеющие в составе нагрузки мощных двигателей или синхронных компенсаторов	Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА	Со стороны НН нет токоограничивающих реакторов	1,0
		Со стороны НН есть токоограничивающие реакторы	1,2
	Силовые трансформаторы мощностью более 63 МВА		1,5

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{d \min}$:

$$I_{d \min} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{m1} ,$$

$$I_{d \min} = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,5 = 0,4 .$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,2);

I_{m1} - ток начала торможения принимается равным 1,5 по результатам итерационного подбора.

Результаты расчетов и выбранных параметров для ДЗТ АТ-5(6) сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – результаты расчета ДЗТ АТ-5(6)

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение по умолчанию	Выбранное значение
1	2	3	4	5
I_{T1}	о.е.	0,20-1,50	1,25	1,5
I_{dmin}	о.е.	0,10-0,60	0,3	0,4
I_{T2}	о.е.	1,00-10,00	3	2,4
Наклон 2 участка	%	10,0-50,0	40	45
Наклон 3 участка	%	30,0-100,0	80	58
I_{d0}	о.е.	1,00-50,00	10	23
Блок. токов 2 гармоники	%	5-100	15	15
Блок. токов 5 гармоники	%	5-100	25	25

По выбранным параметрам построим характеристику срабатывания ДЗТ (Рисунок 4.2.1.1). Результаты расчетов и выбранных параметров для ДЗТ АТ-1(2) приведены в таблице 4.3. Характеристика срабатывания ДЗТ АТ-1(2) приведена на рисунке 4.2

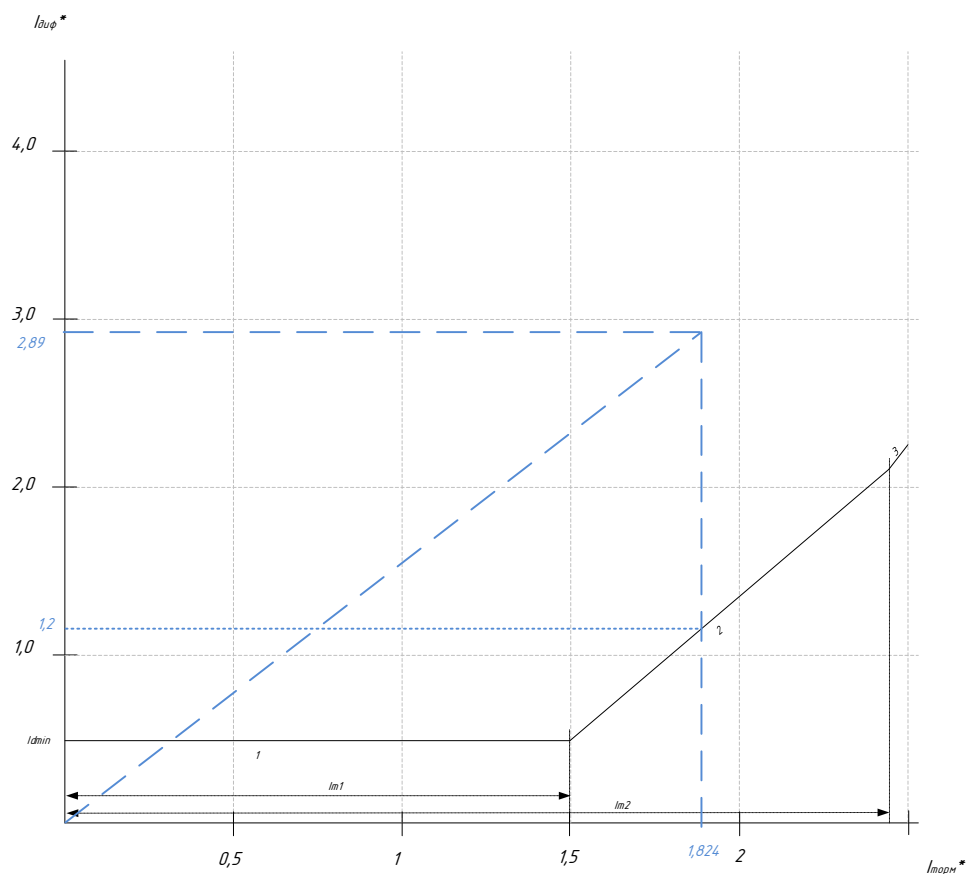


Рисунок 4.2 – Характеристика срабатывания ДЗТ АТ-5(6)

Таблица 4.4 – результаты расчета ДЗТ АТ-1(2)

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение по умолчанию	Выбранное значение
1	2	3	4	5
I_{T1}	о.е.	0,20-1,50	1,25	1,0
I_{dmin}	о.е.	0,10-0,60	0,3	0,4
I_{T2}	о.е.	1,00-10,00	3	2,0
Наклон 2 участка	%	10,0-50,0	40	45
Наклон 3 участка	%	30,0-100,0	80	58
I_{d0}	о.е.	1,00-50,00	10	31
Блок. токов 2 гармоники	%	5-100	15	15
Блок. токов 5 гармоники	%	5-100	25	25

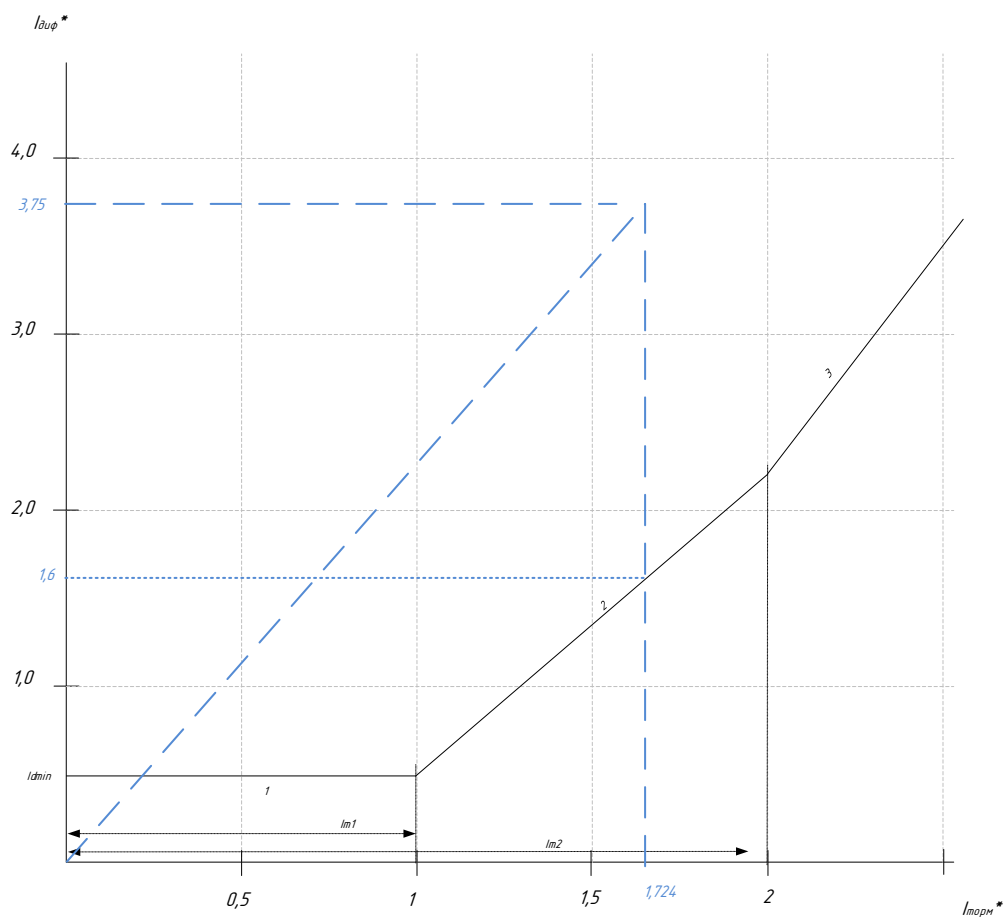


Рисунок 4.3 – Характеристика срабатывания ДЗТ АТ-1(2)

4.2.2 Расчет резервных защит автотрансформаторов

Главным образом, резервной защитой силового трансформатора является максимальная токовая защита и токовая защита от перегрузки. Покажем расчет МТЗ и защиты от перегрузки для автотрансформаторов 500 кВ АТ-5 и АТ-6 на базе терминалов АВВ БЭ 2704 572. Расчет резервных защит для АТ-1 и АТ-2 аналогичен и приведен в приложении Б.

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

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (4.8)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5 для транзитной сети;

$k_в$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 193 = 365 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{кз.мин}}{I_{МТЗ}}, \quad (4.9)$$

$$k_ч = \frac{558}{365} = 1,53 \geq 1,2.$$

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{МТЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t, \quad (4.10)$$

$$t_{МТЗ} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики.

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

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном}, \quad (4.11)$$

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot 193 = 212 \text{ А.}$$

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

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

Время срабатывания защиты от перегруза, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9-10 секунд.

4.2.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более, следовательно для всех силовых трансформаторов ПС 500 кВ Сковородино.;

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газозащитного реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель, следует предусматривать отдельное газовое (струйное) реле.

После срабатывания струйных реле защиты контактора (URF-25/10, RS-1000, РСТ-25) следует производить их возврат медленным нажатием на кнопку, расположенную под крышкой в верхней части реле («контроля-возврата» у реле URF-25/10 и «Включено» у реле RS-1000) Целесообразно обратить внимание оперативного персонала на то, что возврат реле URF-25/10 выполняется нажатием кнопки только на половину ее хода и что через смотровое стекло следует убедиться, что после возврата груз располагается горизонтально. Возврат реле РСТ-25 производится нажатием до упора на кнопку контроля, предварительно переведенную в положение возврата в соответствии с надписью на крышке коробки зажимов. Газовое реле не имеет устройства возврата, но имеет кнопку опробования работы контактов на сигнал и отключение (BF-80/Q, РГТ-80/50). Струйное реле не срабатывает на появление газа в реле т.к. небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масла в процесс работы контактора, является нормальным явлением.

Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием на сигнал должен производиться в следующих случаях:

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора;

- при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

4.3 Расчет параметров сетевой автоматики

4.3.1 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 трехфазное 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:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}, \quad (4.12)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (4.13)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зап.}, \quad (4.14)$$

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;

$t_{РЗмакс}$ - 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;

$t_{паузы1}$ - 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:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}.$$

4.3.2 Автоматический ввод резерва в сети потребителя

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}, \quad (4.15)$$

$$U_{c.p.l} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых

может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{рз.макс} + \Delta t, \quad (4.16)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{рз.макс} + \Delta t, \quad (4.17)$$

где $t'_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4,0 \text{ с},$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}.$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{сп2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_n \cdot k'_в}, \quad (4.18)$$

где k'_n – коэффициент надежности ($k'_n = 1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

$$U_{сп2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (4.19)$$

где $t_{зап.} = 0,5$ с – время запаса;

$t_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,8 с.

$$t_{РОВ} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}$$

4.3.3 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:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} , \quad (4.20)$$

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

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

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 1000 = 150 \text{ A} .$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} , \quad (4.21)$$

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

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

$t_{зан}$ - 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 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 АВВнированным кабелем с двухсторонним заземлением АВВна.

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

5.1 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.

$$\rho_s = \rho_{изм} K_c, \quad (5.1)$$

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

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

$$R_T = \left(\frac{\rho_s}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_s d} \right) \right), \quad (5.2)$$

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)}, \quad (5.3)$$

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

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

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B}, \quad (5.4)$$

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

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:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5), \quad (5.5)$$

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

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

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right), \quad (5.6)$$

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

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (5.7)$$

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

Принимаем $m=21$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1), \quad (5.8)$$

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

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \quad (5.9)$$

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

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

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right), \quad (5.10)$$

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 находится за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}}, \quad (5.11)$$

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

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (5.12)$$

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:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат}, \quad (5.13)$$

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

5.2 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 высокомачтовых 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:

$$h_{\text{эф}i} = 0.85h_i , \tag{5.14}$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i , \tag{5.15}$$

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

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:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right), \quad (5.16)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{cxij'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i), \quad (5.17)$$

$$h_{cxij''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j), \quad (5.18)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2}. \quad (5.19)$$

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

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

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

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 5.2.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
Молниеотвод	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08
Высота, м	60	60	60	60	60	60	60	60
Эффективная высота, м	51	51	51	51	51	51	51	51
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6

5.3 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:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (5.20)$$

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

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (5.21)$$

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):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} , \quad (5.22)$$

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

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

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} , \quad (5.23)$$

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

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

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{об} = 1,2 \cdot I_{но} , \quad (5.24)$$

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

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} , \quad (5.25)$$

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

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{нр} , \quad (5.26)$$

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 5.2.

Таблица 5.2 – 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

5.4 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:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ.}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}, \quad (5.27)$$

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

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

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}}, \quad (5.28)$$

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

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

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h}, \quad (5.29)$$

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

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}}, \quad (5.30)$$

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

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 $h_c \leq 30$:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} , \quad (5.31)$$

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

Плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} , \quad (5.32)$$

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

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

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_\alpha \cdot p_{np} + \eta_{он} \cdot p_{он}) \cdot 10^{-6}, \quad (5.4.7)$$

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

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

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}}, \quad (5.33)$$

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

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

ПС 500 кВ Сковородино – вновь реконструированная подстанция. Основной объем реконструкции: строительство распределительного устройства 500 кВ с двумя линейными ячейками и двумя ячейками автотрансформаторов, проектирование новых устройств РЗА указанных автотрансформаторов; реконструкция распределительных устройств 10-35 кВ с реорганизацией их в КРУН 10 и 35 кВ, соответственно; реконструкция устройств РЗА автотрансформаторов 220 кВ АТ-1 и АТ-2 с заменой на микропроцессорные комплексы защит и автоматики.

Таким образом, ПС 500 кВ Сковородино – крупная узловая подстанция, установленной трансформаторной мощностью 544 МВА. На территории объекта расположены:

- КРУЭ 500 кВ типа 550 SR производства России ООО «Хендэ Электросистемы»;
- 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.
- ОРУ 110 кВ в составе которого:
 - выключатели: ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1, МКП-110Б-1000/630 У1, МКП-110М-1000/630 У1, ЛТВ-145;
 - трансформаторы тока: ТФГМ 110П*-III УХЛ1, ТФЗМ 110, ИВМ-123;
 - трансформаторы напряжения: НАМИ-110 УХЛ1.
- КРУН 35 кВ типа К-405 производителя АО «Чебоксарский электромеханический завод»;
- КРУН 10 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго»;
- 2 силовых автотрансформатора АТДЦТН-167000/500/220/35 У1;
- 2 силовых автотрансформатора АТДЦТН-80000/220/110/35 У1;

- 2 силовых трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 У1;
- 2 герметичных трансформатора собственных нужд наружной установки ТМГ-250/10/0,4 У1.

Все оборудование подстанции соединено элементами гибкой и жесткой ошиновки, на территории применяется ряд проходных фарфоровых и полимерных изоляторов различного типа. Процесс выбора первичного оборудования описан в главе 3.

В данной главе описаны основные принципы безопасной и безаварийной работы объекта при осуществлении оперативного и технического обслуживания. Все разделы описаны на основе ПУЭ, издание 7 [7].

Далее рассмотрены вопросы безопасности на объекте, экологичности при обслуживании масляного силового оборудования и действий при ликвидации аварийных последствий чрезвычайных ситуаций.

6.1 Безопасность

Применяемые на ПС Сквородино электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ [5].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия [5].

На ПС 500 кВ Сквородино обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 500 кВ Сковородино по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности, а также следующих мероприятий[5]:

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

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение неизолированных и изолированных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [5].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [5].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [5].

Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм [5].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [5].

6.2 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. [5]

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 АТДЦТН-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 6.1.

Таблица 6.1 – 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

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

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (6.1)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (6.2)$$

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:

$$S_{МП} = A' \cdot B', \quad (6.3)$$

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

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{тм} = \frac{M_{тм}}{\rho_{тм}}, \quad (6.4)$$

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

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

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

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{мп} = h_{тм} + h_{г} + h_{зр}, \quad (6.5)$$

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

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

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

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

$$h_{тм} = \frac{V_{тм}}{S_{мп}}, \quad (6.6)$$

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

Подставляем полученные значения в выражение (7.5):

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

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{воды} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{БПТ}), \quad (6.7)$$

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);

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

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (6.8)$$

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

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:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{воды}} + V_{\text{тл}}, \quad (6.9)$$

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

Габариты трансформатора и маслоприемника представлены на рисунке 6.1.

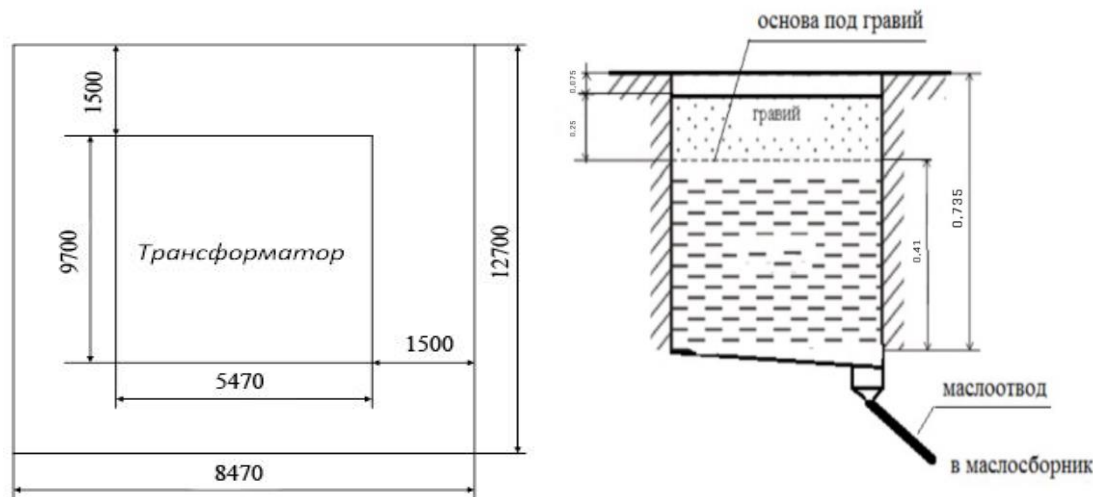


Рисунок 6.1 – Габариты трансформатора и маслоприемника

6.3 Чрезвычайные ситуации

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасно-

сти, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 500 кВ Сковородино сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслonaполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара - комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [18]. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (производство).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющиеся на ПС 500 кВ Сковородино. Данные требования регламентированы в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Сковородино соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [18].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной

охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [18]. Все кабели от силового оборудования ПС Сковородино до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки силовых, контрольных кабелей и проводов на территории ПС Сковородино имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [18].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Сковородино имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [18].

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была произведена реконструкция крупной узловой подстанции северного района энергосистемы Амурской области – Сковородино, обеспечивающей важнейшие транзиты электроэнергии крупнейшим потребителям.

Основной целью работы была реконструкция ПС 220 кВ Сковородино в связи со строительством нового распределительного устройства 500 кВ и строительством ЛЭП 500 кВ. Для достижения поставленной цели был выполнен объем работ:

- 1 выполнен климатогеографический анализ района реконструируемом объекте;
- 2 выбрано число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемой ПС;
- 3 выполнен расчет токов короткого замыкания в прилегающей сети и на самой ПС Сковородино после реконструкции;
- 4 спроектирована однолинейная схема реконструируемой ПС;
- 5 выполнены выбор и проверка электрооборудования;
- 6 выполнен выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитаны параметры настройки и алгоритмы функционирования выбранных устройств РЗА;
- 7 выполнен расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 8 произведена оценка безопасности и экологичности производимых объемов реконструкции;
- 9 выполнена технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 АРМ СРЗА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pk-briz.ru/>. – Дата доступа: 16.05.2021.
- 2 Барыбина, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю. Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 576 с.
- 3 БалтЭнергоМаш [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru..> – Дата доступа: 29.04.2021.
- 4 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Изд-во Амурского гос. ун-та, 2004. – 136 с.
- 5 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2014. – 100 с.
- 6 Бурман, А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электро-энергетических систем / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
- 7 Билик, Н.И. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений / Н.И. Билик, В.А. Непомнящий, Г.А. Славин. – Труды Энергосетей проекта, 2004.
- 8 Вебсор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. – Дата доступа: 29.04.2021.
- 9 Влияние воздушных линий на окружающую среду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pue8.ru/ekologiya/432-vliyanie-vozdushnykh-linij-na-okruzhayushchuyu-sredu.html>. – Дата доступа: 15.05.2021.
- 10 Востросаблин, А.А. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах / А.А. Востросаблин. – М.: Электричество, 2003.
- 11 Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: учеб. пособие для вузов / П. А. Долин. – Благовещенск : М.: Энергоатомиздат, 2004.

- 12 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 248 с
- 13 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях / . – Москва : , 2007. – 30 с.
- 14 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с.
- 15 Кукин, В.Л. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев – Москва : М.: Высшая школа, 2013. – 319 с.
- 16 Кузнецова, В.И. Пожарная безопасность электроустановок / В.И. Кузнецова. – М.: Спецтехника, 2003. – 259 с.
- 17 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 18 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.
- 19 Ополева, Г.Н. Новое электрооборудование в системах электроснабжения / Г.Н. Ополева. – Иркутск : Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
- 20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ, 2009. – 480 с.
- 21 Пастухова, И.В. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский. – : Информационный вестник №3.
- 22 Повышение эффективности управления распределительными сетями. Энергосбережение [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3046. – Дата доступа: 07.04.2021 10:38.

23 Правила устройства электроустановок. / . – : М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 607 с.

24 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) / . – Москва : Издательство «Э», 2016. – 176 с.

25 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ. РД 153-34.0-35.617-2001. – М : ИАЦ Энергия, 2012. – 264 с.

26 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание) / . – Москва : Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

27 РЗА [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: 09.04.2012.

28 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / . – : М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

29 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения / Е. Я. Рябков. – : М.: Энергоатомиздат, 2013.

30 Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции / Ю.Д. Сибикин. – : М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

31 Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С. А. Ульянов. – : М.: Энергия, 2003.

32 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – : М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

33 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. – : М.: Энергоатомиздат, 2012. – 368 с.

34 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – : СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

35 Шифрин, Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС / Л.Н. Шифрин. – : Электро, 2005.