

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 открытого распределительного устройства 220 кВ подстанции Ключевая напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742 об1

(подпись, дата)

А.С. Лёгкий

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

(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

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.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Лёгкого Александра Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция открытого распределительного устройства 220 кВ подстанции Ключевая напряжением 220/35/10 кВ в Амурской области

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 3.06.21

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. Организационно-экономическая часть. 7. 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 – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания: 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., канд.техн.наук, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 121 с., 12 рисунков, 41 таблица, 31 источник.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕННИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе произведена реконструкция узловой подстанции Амурской области классом высокого напряжения 220 кВ. Наименование подстанции – ПС 220 кВ Ключевая. Основной объем реконструкции – ОРУ 220 кВ.

Цель работы – реконструкция ОРУ 220 кВ подстанции, отвечающей всем необходимым требованиям нормативно-технической документации, современным техническим и экономическим решениям в области электроэнергетики.

Помимо Основной цели в работе рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики, 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 объекта реконструкции	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности объекта реконструкции	10
1.2 Характеристика существующего оборудования ПС Ключевая	15
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	18
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	18
3 Расчет токов короткого замыкания	24
3.1 Расчет симметричного короткого замыкания	24
3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания	28
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	30
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	38
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	38
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	40
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	42
4.4 Выбор и проверка выключателей	44
4.5 Выбор и проверка разъединителей	46
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	48
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	52
4.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ	55
4.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	59
5 Релейная защита и автоматика	61
5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики	61
5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит	66
5.3 Противоаварийная автоматика	75

6 Молниезащита и заземление	89
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	89
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	91
6.3 Оценка надежности молниезащиты	94
6.4 Выбор и проверка ОПН	96
7 Безопасность и экологичность	104
7.1 Безопасность	104
7.2 Экологичность	106
7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	110
8 Технико-экономическая оценка принятых объемов реконструкции	115
8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	115
8.2 Капиталовложения в реализацию проекта	116
8.3 Расчёт эксплуатационных издержек	117
Библиографический список	116
Приложение А. Расчет нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	121
Приложение Б. Расчеты РЗА	160
Приложение В. Расчет молниезащиты и заземления	176

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

Начиная с 2008 года энергосистема Амурской области терпит колоссальные преобразования. Одна из главных причин – строительство крупных объектов потребления электрической энергии и мощности таких крупных потребителей, как ФГУП «ЦЕНКИ», ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», не стоит забывать о стремительном росте объемов потребления объектов ОАО «РЖД» и строительстве нового газопровода направления «Восточная Сибирь – Тихий Океан».

По естественным причинам, рост энергопотребления влечет за собой увеличение генерирующей мощности станций. И если энергосистема Амурской области, в целом, является избыточной, то оборудование станций и подстанций из года в год работает, зачастую, на пределе своих технических возможностей.

В работе рассмотрена подстанция северного района энергосистемы Амурской области, питающаяся от транзита Зейской ГЭС, осуществляющая транзит мощности объектам нефтеперекачивающих станций, потребителям Транссибирской дистанции электроснабжения ОАО «РЖД», питающая бытовых и промышленных потребителей – ПС 220 кВ Ключевая.

Итак, в данной выпускной работе будет произведена реконструкция существующего оборудования ПС 220 кВ Ключевая – узловой подстанции, находящейся в эксплуатационном управлении Филиала ПАО «ФСК ЕЭС».

Оборудование ПС 220 кВ Ключевая подлежало нескольким этапам реконструкции в период с 2001 по 2013 года, тем не менее, на объекте сохранился достаточный объем оборудования со времен 1980-1990 годов. В работе будет произведен анализ существующего оборудования и необходимый объем реконструкций.

Итак, цель работы – произвести реконструкцию ПС 220 кВ Ключевая с заменой оборудования ОРУ 220 кВ. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1 проанализировать климатогеографические характеристики района 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.

При выполнении выпускной квалификационной работы были произведены расчеты в ПВК Mathcad 15, графическое моделирование было произведено в ПК Microsoft Office Visio 2016.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

В целях грамотного производства таких объемов работ как: оценка и расчет молниезащиты, заземления распределительных устройств, оценка безопасности и экологичности, выбор первичного оборудования, расчет токов короткого замыкания, требуется дать точную и исчерпывающую информацию по климатическим и географическим особенностям рассматриваемого района.

ПС 220 кВ Ключевая расположена в Амурской области, в черте Северного района электрических сетей Филиала ПАО «ФСК ЕЭС». Данный район включает в себя рассматриваемый объект, а именно Магдагачинский район Амурской области.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности объекта 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 $t_{экс}$, °C	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °C	+35
Низшая температура воздуха t_{-min} , °C	-42
Температура воздуха при гололеде t_r , °C	-10
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °C	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °C	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

1.2 Характеристика существующего оборудования ПС Ключевая

ПС 220 кВ Ключевая – узловое системообразующее подстанции, являющаяся связующим звеном в Северном энергорайоне между потребителями разных типов и категорий. До строительства дополнительных связей, отходящих

от ПС 220 кВ Ключевая, пропускная способность линий не позволяла осуществлять полноценную выдачу мощности в Западный энергорайон, характерный потребителями тяговых ПС, что подтверждает важность такого энергетического узла как ПС 220 кВ Ключевая.

Установленная трансформаторная мощность ПС 220 кВ Ключевая составляет 2х25 МВА. Распределительные устройства 220 кВ и 35 кВ выполнены в виде ОРУ, распределительное устройство 10 кВ – в виде типового ЗРУ советской постройки. Основные данные по существующему оборудованию ПС 220 кВ Ключевая приведены в таблицах 1.2.

Таблица 1.2. – Параметры основного оборудования ПС Ключевая

Ячейка	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
В-220 ВЛ Сулус/т	ЗАР1ДТ-245	2013
В-220 ВЛ Чалганы/т	ЗАР1ДТ-245	2013
В-220 Т-1	НРЛ 245 В1	2010
СВ-220	ЗАР1ДТ-245	2013
ОВ-220	ЗАР1ДТ-245	2013
В-220 ВЛ Светлая	ЗАР1ДТ-245	2010
В-220 ВЛ НПС-23	НРЛ 245 В1	2010
В-220 ВЛ Магдагачи	ВЭБ-220-50/3150	2011
В-220 Т-2	ЗАР1ДТ-245	2017
ОРУ 35 кВ		
В-35 Т-1	МКП-35/630	1981
В-35 Т-2	МКП-35/630	1981
СВ-35	МКП-35/630	1981
В-35 ВЛ Рудник	МКП-35/630	1981
В-35 ВЛ Черняево	МКП-35/630	1981
В-35 ВЛ Чалганы	МКП-35/630	1981

Таблица 1.2. – Параметры основного оборудования ПС Ключевая

Ячейка	Трансформатор тока	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
В-220 ВЛ Сулус/т	ТФЗМ-220	1989
В-220 ВЛ Чалганы/т	ТФЗМ-220	1989
В-220 Т-1	ТГ-245	2010
СВ-220	ТФЗМ-220	1989
ОВ-220	ТФЗМ-220	1989
В-220 ВЛ Светлая	ТФЗМ-220	1989
В-220 ВЛ НПС-23	ТГМ-220 УХЛ1	2010
В-220 ВЛ Магдагачи	ТВГ-220-0,2-1000/5	2017
В-220 Т-2	ТФЗМ-220	1989
ОРУ 35 кВ		
В-35 Т-1	ТФГМ-35	1981
В-35 Т-2	ТФГМ-35	1981
СВ-35	ТФГМ-35	1981
В-35 ВЛ Рудник	ТФГМ-35	1981
В-35 ВЛ Черняево	ТФГМ-35	1981
В-35 ВЛ Чалганы	ТФГМ-35	1981

Таблица 1.2. – Параметры основного оборудования ПС Ключевая

Разъединитель	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
ШР-220 Т-1	РГН-1а-220-II/1000	2010
ТР-220 Т-1	РГН-1а-220-II/1001	2010
ЛР-220 ВЛ НПС-23	РНДЗ.16–220/1000 У1	2001
ШР-220 ВЛ НПС-23	РГН.16-ОП-220.II/1000-40 УХЛ1	2001
ОР-220 ВЛ НПС-23	РГН.1а-220.II/1000-40 УХЛ1	2001
ШР-220 1С ОВ	РНДЗ.16–220/1000 У1	1981
ШР-220 2С ОВ	РНДЗ.16–220/1000 У1	1981
ОР-220 ОВ	РНДЗ.16–220/1000 У1	1981

1	2	3
СР-220 1С	РНДЗ.16–220/1000 У1	1982
СР-220 2С	РНДЗ.16–220/1000 У1	1972
ШР-220 ВЛ Сулус/т	РНДЗ.16–220/2000 У1	1977
ЛР-220 ВЛ Сулус/т	РНДЗ.16–220/1000 У1	1977
ОР-220 ВЛ Сулус/т	РНДЗ.16–220/2000 У1	1977
ШР-220 ВЛ Чалганы/т	РНДЗ.16–220/2000 У1	1989
ЛР-220 ВЛ Чалганы/т	РНДЗ.16–220/1000 У1	1989
ОР-220 ВЛ Чалганы/т	РНДЗ.16–220/2000 У1	1989
ШР-220 ВЛ Светлая	РНДЗ.16–220/1000 У1	1992
ЛР-220 ВЛ Светлая	РЛНД-2-220	1971
ОР-220 ВЛ Светлая	РЛНД-16-200	2012
ШР-220 ВЛ Магдагачи	РГН 2 22011/1000-40	2012
ЛР-220 ВЛ Магдагачи	РГН 2 22011/1000-40	2012
ОР-220 ВЛ Магдагачи	РГН 2 22011/1000-40	2012
ШР-220 ТН 1С	РДЗ-2-220\1000	2001
ШР-220 ТН 2С	РДЗ-2-220\1000	2001
ШР 220 Т-2	РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1	2017
ТР 220 Т-2	РГН.2-220.П/1000-40 УХЛ1	2017
ОРУ 35 кВ		
ШР-35 ВЛ Рудник	РНДЗ-2-35/630 У1	1981
ЛР-35 ВЛ Рудник	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ШР-35 ВЛ Черняево	РНДЗ-2-35/630 У1	1981
ЛР-35 ВЛ Черняево	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ШР-35 ВЛ Чалганы	РНДЗ-2-35/630 У1	1981
ЛР-35 ВЛ Чалганы	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ШР-35 Т-1	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ТР-35 Т-1	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ШР-35 Т-2	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ТР-35 Т-2	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
СР-35 1С	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
СР-35 2С	РНДЗ-16-35/630 У1	1981
ШР-35 ТН 1С	РНДЗ-2-35/630 У1	1981
ШР-35 ТН 2С	РНДЗ-2-35/630 У1	1981

Таблица 1.2. – Параметры основного оборудования ПС Ключевая

Оборудование/параметр	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Силовые трансформаторы		
Т-1	ТДТН-25000/220/35/10 УХЛ1 (Энергомаш)	1982
Т-2	ТДТН-25000/110/35/10 УХЛ1 (СВЭЛ)	2017
Трансформаторы напряжения		
ТН-220 1С	НАМИ-220 УХЛ1	2014
ТН-220 2С	НАМИ-220 УХЛ1	2015
ТН-220 ОСШ ф.В	НКФ-220	1972
ТН-35 1С	НАМИ-35 УХЛ1	1981
ТН-35 2С	НАМИ-35 УХЛ1	1981
Ограничители перенапряжения		
ОПН-220 ТН 1СШ	ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1	2009
ОПН-220 ТН 2СШ	ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1	2010
ОПН-220 Т-1	ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1	2010
ОПН-220 Т-2	ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1	2017
ОПН-35 ТН 1С	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1982
ОПН-35 ТН 2С	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1982
ОПН-35 Т-1	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1983
ОПН-35 Т-2	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1983
ЗРУ 10 кВ		
Тип ячеек	«Типовая ячейка ЗРУ образца 1960 г.»	1972
Вакуумные выключатели	ВВУ-10-600	1972
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	1972
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1972
Ограничитель перенапряжения	ОПН-10/12/10/600 УХЛ1	1972
Трансформаторы собственных нужд	2хТМ-630/10/0,4	1972

Следует сделать вывод по результатам предоставленных данных. Основная часть реконструкций ОРУ 220 кВ рассматриваемой подстанции приходилась на период 2001-2017 года. Тем не менее, приблизительно, треть оборудования ОРУ 220 кВ осталась со времен от 1972 до 1989 годов. Типовые сроки эксплуатации представленного первичного оборудования варьируются в пределах от 20 до 30 лет.

Среди проанализированного также упомянуто первичное оборудование ОРУ 35 кВ, которое не было модернизировано с 1982 года, при нормативном сроке эксплуатации около 25 лет.

Также следует отметить, что первичное оборудование ячеек ЗРУ 10 кВ, установленное в 1972 году, является в значительной степени морально изношенным, ввиду срока службы подобных устройств, порядка 20 лет.

Существующая упрощенная однолинейная схема ПС Ключевая представлена на рисунке 1.2.

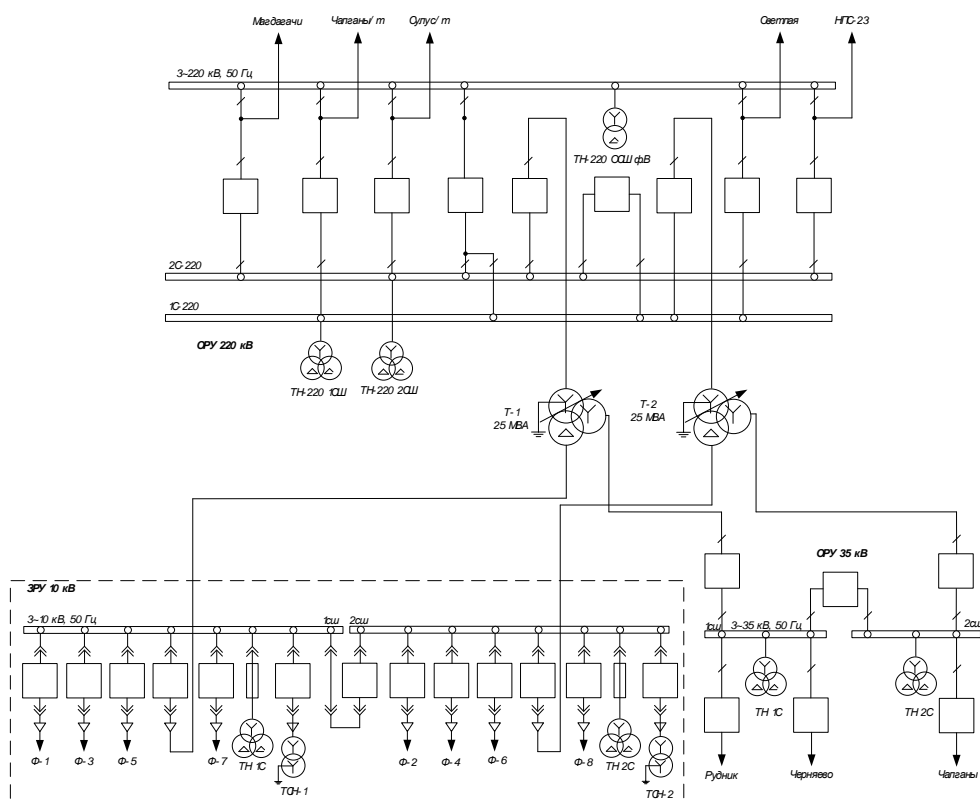


Рисунок 1.2. – Существующая упрощенная однолинейная схема ПС Ключевая

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема ПС Ключевая имеет в своем составе 3 распределительных устройства 10 кВ, 35 кВ, 220 кВ. Для расчета токов КЗ на всех уровнях напряжения предварительно требуется выбрать силовые трансформаторы, соединяющие РУ 220 кВ с РУ 10-35 кВ. Для этого будет произведена проверка выбираемых силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки.

2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Перед производством расчета электрических нагрузок, следует задаться методом расчета. При многообразии выбора метода расчета и прогнозирования электрических нагрузок, руководствоваться, прежде всего, следует исходными параметрами.

В данной ВКР в качестве исходных данных потребления, используются данные контрольного замера, произведенного в декабре 2020 года. Данные получены в ходе прохождения преддипломной практики на базе предприятия собственника по направлению ФГБОУ ВПО «АМГУ».

Итак, имеется активная мощность потребления подстанции при известном номинальном напряжении и коэффициент мощности потребителей.

$$P_{н.кз} = 18,5 \text{ МВт}$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

Отметим, что параметры потребления актуальны на момент 16.12.2020, следовательно, целесообразно воспользоваться формулой сложных процентов. Прогнозирование будем осуществлять на 5-летнюю перспективу, учитывая, что сейчас 2021 год – до 2026 года.

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (2.1.)$$

где t_i - год снятия контрольного замера;

t_j - прогнозный год.

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2.1.)$$

где K_{max} - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.1.)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Ключевая:

$$P_{max} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} = 18,5 \cdot (1 + 0,019)^{2026 - 2020} = 20,7 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} = \frac{20,7}{1,2} = 17,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi = 17,3 \cdot 0,62 = 10,7 \text{ Мвар}$$

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi = 20,7 \cdot 0,62 = 12,8 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} + tg\phi_{норм}) \quad (2.1.)$$

где $tg\phi_{норм}$ – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке рас-

чета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»;

P_{cp} – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку.треб} = 17,3 \cdot (0,62 - 0,4) = 3,8 \text{ Мвар}$$

Некомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку.треб} \quad (2.1.)$$

$$Q_{неск} = 12,8 - 3,8 = 9,0 \text{ Мвар}$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + \Delta Q_m)^2} \quad (2.1.)$$

где ΔP_m , ΔQ_m – потери мощности в трансформаторах, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(20,7 + 0,45)^2 + (9,0 + 2,3)^2} = 24,0 \text{ МВА}$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} \quad (2.1.)$$

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

$S_{\text{тр}}$ - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

$$S_{\text{тр}} = \frac{24,0}{2 \cdot 0,7} = 17,1 \text{ МВА}$$

Выполним проверку трансформатора, уже установленного на ПС 220 кВ Ключевая. Его мощность составляет 25 МВА. 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.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.1.)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{17,1}{2 \cdot 25} = 0,71$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.1.)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{17,1}{25} = 1,42$$

Установленные силовые трансформаторы удовлетворяют требуемым нормативным величинам коэффициентом загрузки, но на предельном уровне.

Следует выполнить проверку на силовых трансформаторах большей мощности, следующий в ряду типовых силовой трансформатор, мощностью 40 МВА.

$$K_3^{норм} = \frac{17,1}{2 \cdot 40} = 0,43$$

$$K_3^{авар} = \frac{17,1}{40} = 0,9$$

Таким образом, на перспективу, окончательно выбираем два новых силовых трансформатора производства ЭЛЕКТРОЗАВОД (Россия) марки ТДТН-40000/220 УХЛ 1. Технические характеристики выбранных трансформаторов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Технические характеристики вновь выбранных автотрансформаторов Т-1(2)

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-40000/220/35/10 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	40
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	40
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
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

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Расчет симметричного короткого замыкания

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить упрощенный граф ПС 220 кВ Ключевая. Данная схема представлена на рисунке 3.1. Представленная схема необходима для корректного отображения схемы замещения. Исходные данные для расчета параметров приведены далее по тексту и в приложении А. Исключена подпитка от сети потребителя, так как доля двигательной нагрузки много меньше подпитки от системообразующей сети.

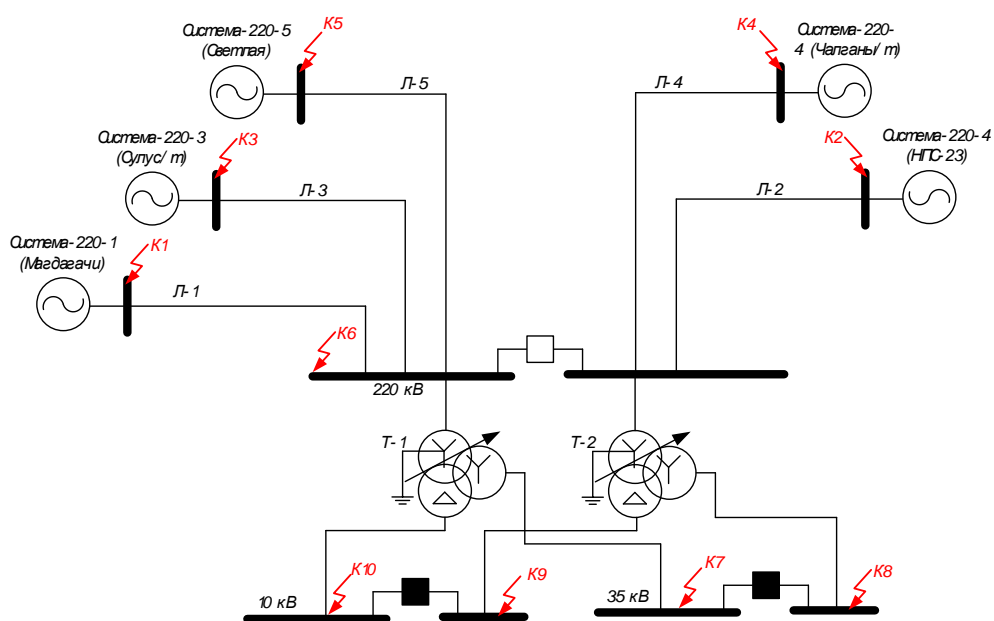


Рисунок 3.1. – Граф сети для расчета токов КЗ

Необходимость расчета токов по отходящим ветвям 220 кВ вызвана дальнейшей необходимостью расчета дифференциальной защиты шин и оценки минимального и максимального токов при опробовании шин от различных присоединений.

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательно-сти, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 3.1.

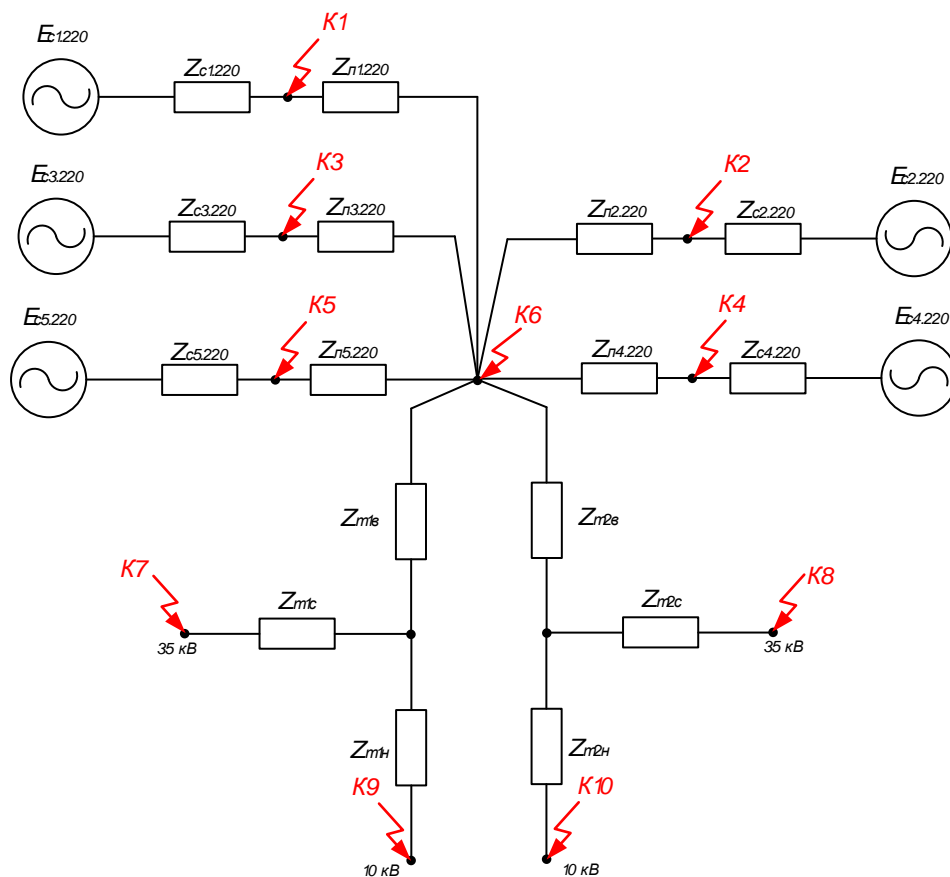


Рисунок 3.1. – Схема замещения прямой (обратной) последовательно-сти

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

Данные по линиям приведены в таблице 3.1. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 2.1.

Таблица 3.1. – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	X ₀ , Ом	R ₀ , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	АС-300/39	54,6	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	АС-300/39	20,5	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23	АС-300/39	28,8	0,388	0,095
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС-240/32	24,1	0,412	0,102
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	АСО-300/24	112,3	0,348	0,091

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (3.1.)$$

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

$I_{кз.с}$ – мощность КЗ системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$Z_{вл} = z_0 \cdot L_{вл}, \quad (3.1.)$$

где z_0 – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$ – протяженность ЛЭП, км.

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

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кн-н\%}) \quad (3.1.)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) \quad (3.1.)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) \quad (3.1.)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (3.1.)$$

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

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

$u_{к\%}$ – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной ветви (Система 220 кВ, ЛЭП 220 кВ, трансформатор Т-1). Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Выполним расчет для Системы 1 (от ПС 220 кВ Магдагачи):

$$I_{кз.с1} = 1,1 \text{ кА}$$

$$Z_{с1.500} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с1}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 115,5 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи:

$$X_{л.1} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,388 \cdot 54,6 = 21,2 \text{ Ом}$$

$$R_{л.1} = r_0 \cdot L_{вл} = 0,095 \cdot 54,6 = 5,2 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{X_{л.1}^2 + R_{л.1}^2} = \sqrt{21,2^2 + 5,2^2} = 21,8 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере Т-1.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,6 - 10,5) = 6,75 \%$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$Z_{m1.в} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{230^2}{40000} = 89,3 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.с} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{38,5^2}{40000} = -0,093 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.н} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{11^2}{0,5 \cdot 40000} = 0,65 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1. Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 3.1, приводим к виду, изображенному на рисунке 3.1, исключая возможность подпитки междуфазного КЗ от сети 35-10 кВ.

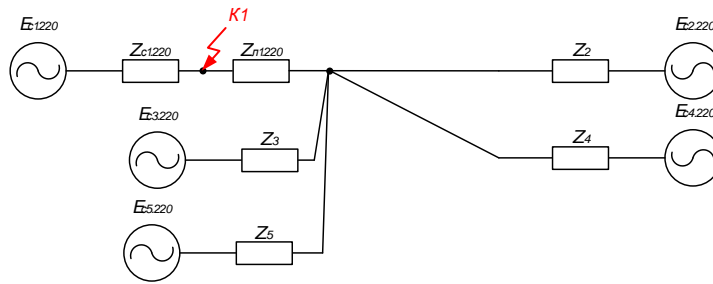


Рисунок 3.1. – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:

$$Z_2 = Z_{n2} + Z_{c2.220} = 8,2 + 127,0 = 135,2 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = Z_{n3} + Z_{c3.220} = 11,5 + 158,8 = 170,3 \text{ Ом}$$

$$Z_4 = Z_{n4} + Z_{c4.220} = 10,2 + 141,1 = 151,4 \text{ Ом}$$

$$Z_5 = Z_{n5} + Z_{c5.220} = 40,4 + 70,6 = 111 \text{ Ом}$$

Далее свернем параллельные цепочки систем по формуле:

$$Z_9 = \frac{1}{\frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_4} + \frac{1}{Z_5}} + Z_{n1} \quad (3.1.)$$

$$Z_9 = \frac{1}{\frac{1}{135,2} + \frac{1}{170,3} + \frac{1}{151,4} + \frac{1}{111,0}} + 21,8 = 56,4 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.1.

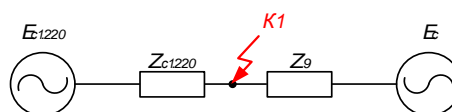


Рисунок 3.1. – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экв.К1}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_9} + \frac{1}{Z_{c1.220}}} = \frac{1}{\frac{1}{56,4} + \frac{1}{115,5}} = 37,9 \text{ Ом}$$

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.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}} \quad (3.1.)$$

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

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

$$I_{1.n} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 37,9} = 3,35 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 3.2.

3.2 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 3.2.

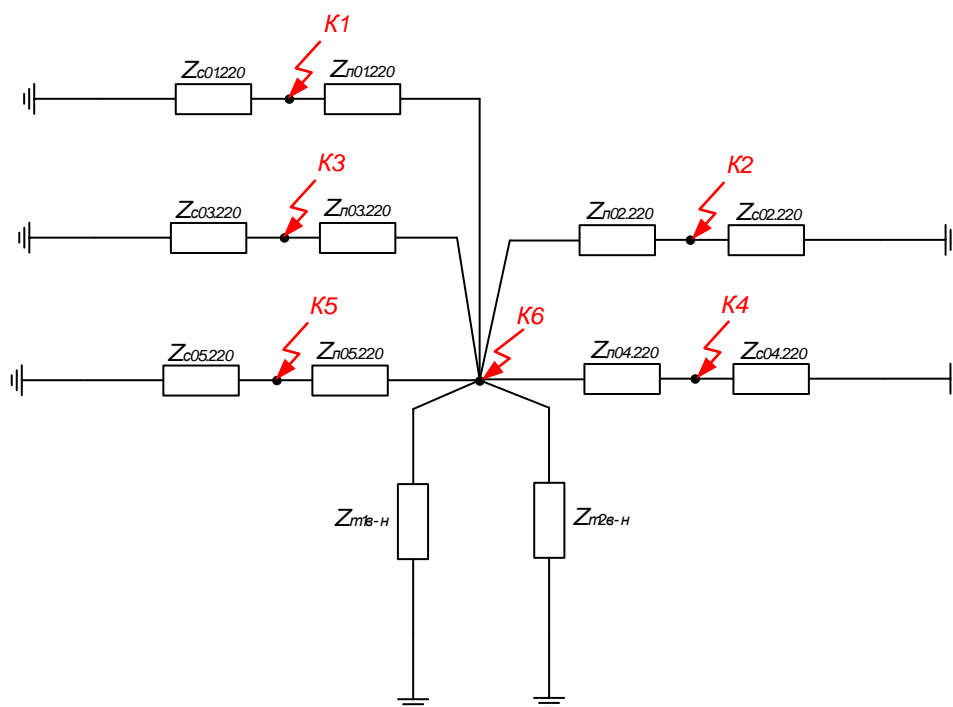


Рисунок 3.2. – Схема замещения нулевой последовательности

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 3.2.

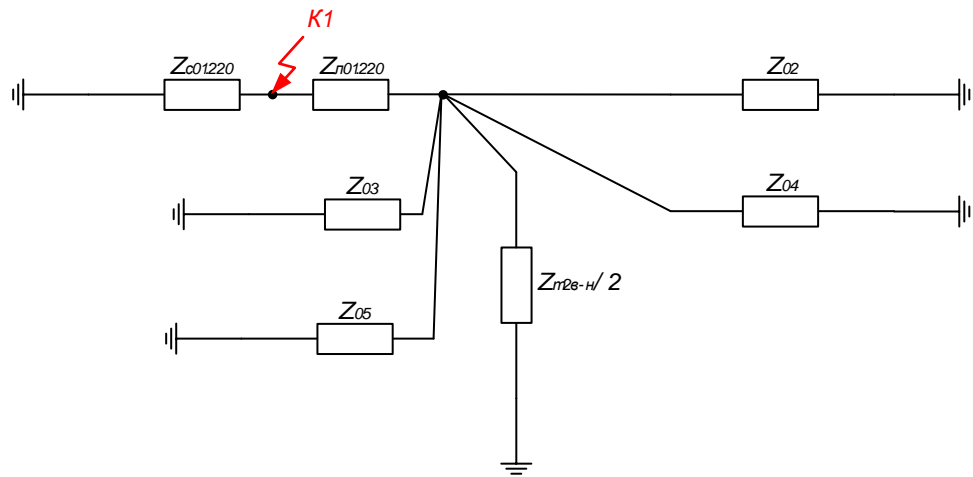


Рисунок 3.2. – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:

$$Z_{02} = Z_{0,12} + Z_{0c2.220} = 20,5 + 105,8 = 150,1 \text{ Ом}$$

$$Z_{03} = Z_{0,13} + Z_{0c3.220} = 34,5 + 127,0 = 161,5 \text{ Ом}$$

$$Z_{04} = Z_{0,14} + Z_{0c4.220} = 25,6 + 141,1 = 166,7 \text{ Ом}$$

$$Z_{05} = Z_{0,15} + Z_{0c5.220} = 121,2 + 63,5 = 184,7 \text{ Ом}$$

Далее свернем параллельные цепочки систем по формуле:

$$Z_{09} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{02}} + \frac{1}{Z_{03}} + \frac{1}{Z_{04}} + \frac{1}{Z_{05}} + \frac{2}{Z_{m1e} + Z_{m1n^*}}} + Z_{0,1} \quad (3.2.)$$

$$Z_{09} = \frac{1}{\frac{1}{126,3} + \frac{1}{161,5} + \frac{1}{166,7} + \frac{1}{184,7} + \frac{2}{89,3 + 284,3}} + 65,4 = 97,8 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.2.

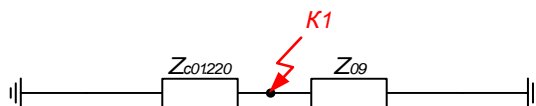


Рисунок 3.2. – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Результирующее сопротивление:

$$Z_{0_{\text{экв.К1}}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{09}} + \frac{1}{Z_{0c1.220}}} = \frac{1}{\frac{1}{97,8} + \frac{1}{84,7}} = 45,4 \text{ Ом}$$

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

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эквКi}} + Z_{0_{\text{эквКi}}})} \quad (3.2.)$$

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

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

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

$$3I_{0.n.K1} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 37,9 + 45,4)} = 3,14 \text{ кА}$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2,n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1,n} \quad (3.2.)$$

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

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2,n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,35 = 2,90 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К-1	3,35	2,90	3,14
К-2	3,96	3,43	3,81
К-3	3,65	3,16	3,37
К-4	3,78	3,28	3,53
К-5	3,45	2,98	3,21
К-6	4,60	3,78	4,65
К-7	6,70	5,80	-
К-8	6,70	5,80	-
К-9	6,29	5,45	-
К-10	6,29	5,45	-
Минимальный режим			
К-1	1,93	1,67	1,84
К-2	2,20	1,91	2,20
К-3	2,08	1,80	1,99
К-4	2,13	1,45	2,08
К-5	1,95	1,69	1,83
К-6	3,70	3,20	2,58
К-7	4,80	4,16	-
К-8	4,80	4,16	-
К-9	4,92	4,26	-
К-10	4,92	4,26	-

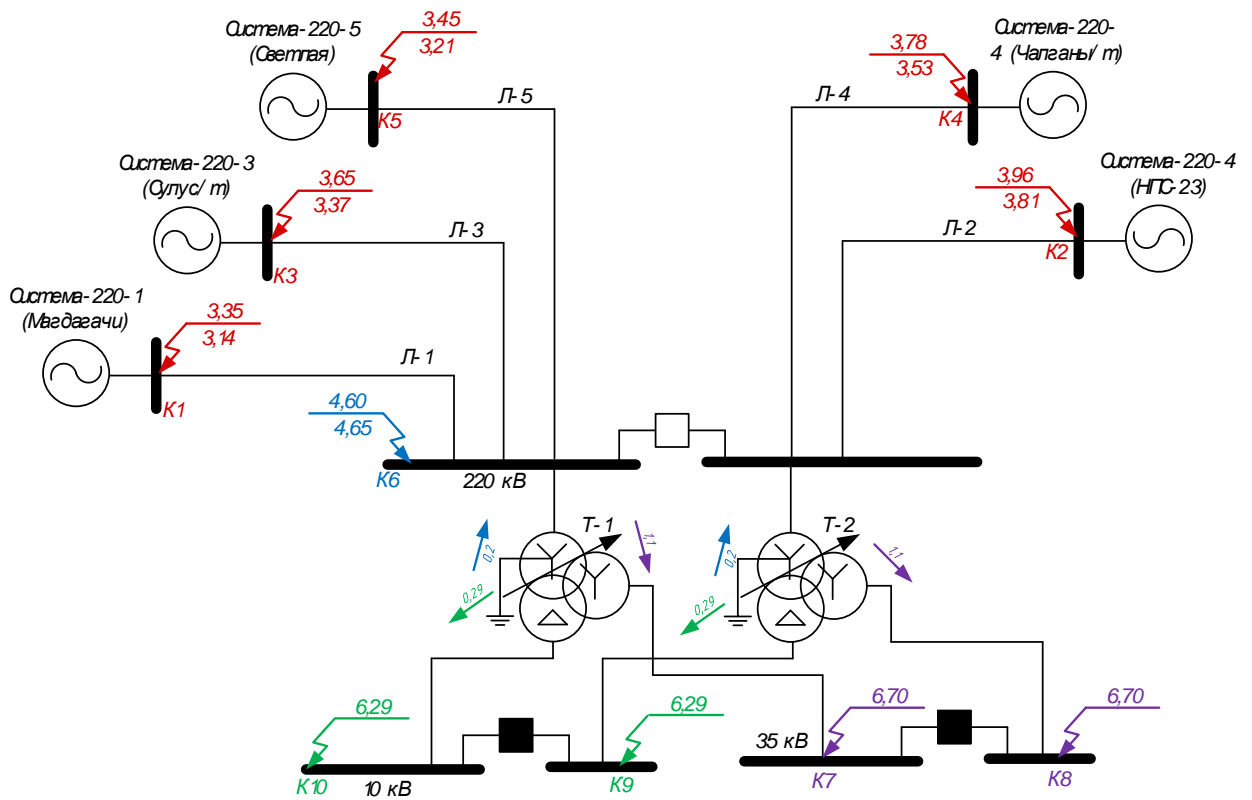


Рисунок 3.2. – Результаты расчета токов КЗ (максимальный режим)

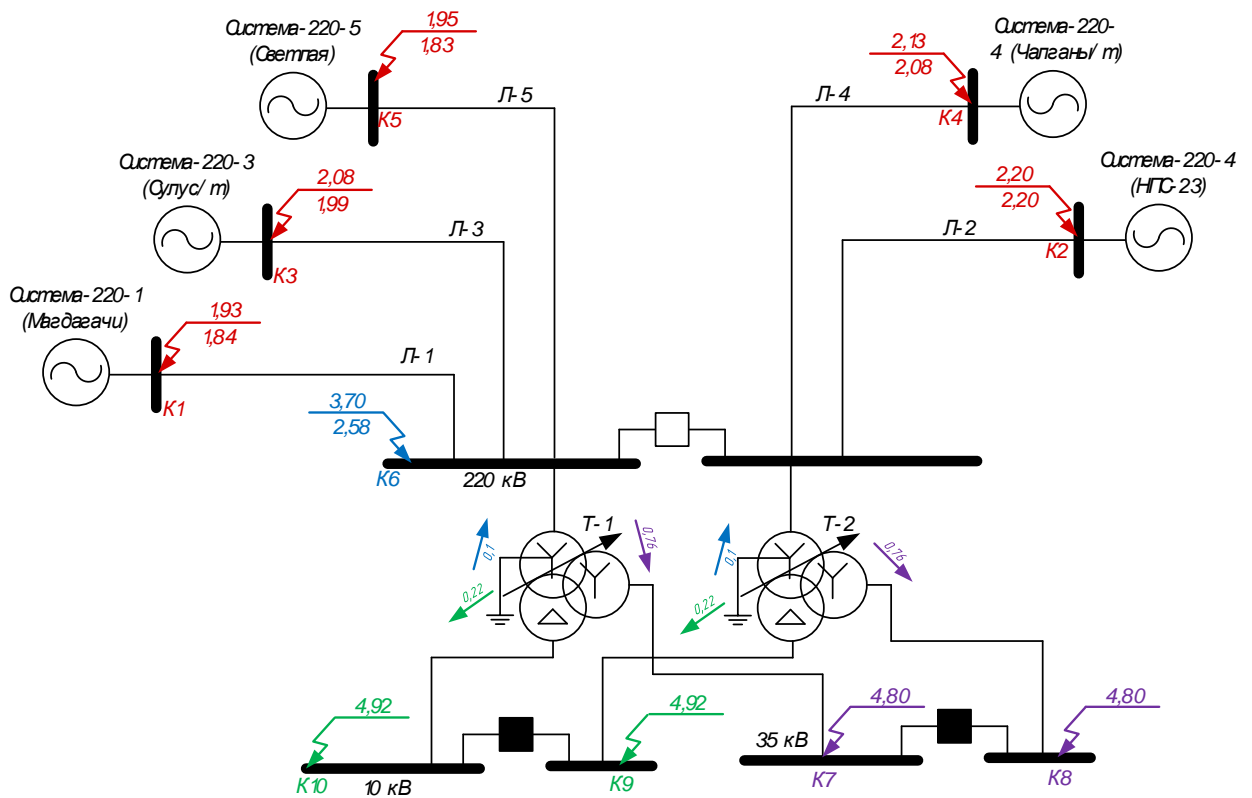


Рисунок 3.2. – Результаты расчета токов КЗ (минимальный режим)

3.3 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-6 – шины 220 кВ рассматриваемой подстанции. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (3.3.)$$

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

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

$$I_{1,y0} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,65 = 11,71 \text{ кА}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n} \quad (3.3.)$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 4,65 = 6,58 \text{ кА}$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3. – 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
К-6 (220 кВ)	1-фазное	4,65	6,58	11,71
К-7 (35 кВ)	3-фазное	6,70	9,48	17,25
К-9 (10 кВ)	3-фазное	6,29	8,90	17,57

Далее произведём расчет наибольших рабочих токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки. Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы Т-1 и Т-2.

$$I_{\text{раб.т1.в}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 101 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб.ам5.с}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб.ам5.н}} = \frac{40000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1050 \text{ A}$$

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По итогам расчетов, произведенных в предыдущей главе, необходимо произвести выбор и проверку оборудования ПС 220 кВ Ключевая, входящего в объем реконструкции:

- выбор и проверка оборудования РУ 220 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 35 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 10 кВ.

Прежде всего, необходимо разработать конструктивное исполнение и типы схем на сторонах распределительных устройств, согласно НТД.

4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств

Ввиду необходимости замены оборудования всех классов напряжения, необходимо осуществить реконструкцию данного оборудования. Реконструкция подстанции подразумевает полную замену оборудования каждого из распределительных устройств. Кроме того, необходимость замены оборудования подробно обоснована в главе 1 настоящей ВКР.

Согласно современным требованиям надежности, качества и безопасной эксплуатации оборудования, на напряжении 220 кВ распределительное устройство принимается к исполнению в виде КРУЭ.

КРУЭ 220 кВ марки 300SR производителя ООО «Хендэ Электросистемы», РФ, Приморский край, г. Артем отвечает всем требованиям эксплуатации первичного оборудования. КРУЭ укомплектовано необходимым первичным и вторичным оборудованием:

- выключатели;
- ошиновка и кабельные вводы;
- разъединители и заземляющие разъединители;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

Оборудование, поставляемое в КРУЭ подлежит проверке согласно действующей нормативно-технической документации на устойчивость токов КЗ,

максимальных рабочих токов, наибольших рабочих напряжений и т.д. Технические характеристики выбранного КРУЭ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. – Основные параметры КРУЭ 300SR

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	245
Номинально выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	460
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	50
Ток электродинамической стойкости, кА	130
Ток термической стойкости, кА/с	50

На средних и низких уровнях напряжений принято устанавливать комплектные распределительные устройства типа КРУН с вакуумными выключателями, что является экономически и технически целесообразным для классов напряжений 10-35 кВ. Таким образом, на напряжении 35 кВ принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода (ЧЭМЗ). На напряжении 10 кВ – КРУН типа К-59 производства АО «СамараЭлектроцит». Все КРУН включают в себя полный набор первичного и вторичного оборудования, подлежащего дальнейшей проверке. Техническое описание ячеек КРУН К-405 и К-59 представлено в таблицах 4.1.2 и 4.1. соответственно.

Таблица 4.1. – Основные параметры КРУН К-405

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВС-35-25-П/630 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б-П У2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-35/40/10/760

Таблица 4.1. – Основные параметры КРУН К-59

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

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 Ключевая требуется выбрать однолинейную схему для КРУЭ 220 кВ. Исходя из количества присоединений и требований к надежности, принимаем схему №220-13 «Две рабочие системы шин». Отказ от обходной системы шин обоснован исполнением распределительного устройства на стороне 220 кВ в виде КРУЭ. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно [33]. Выбранная схема изображена на рисунке 4.2.

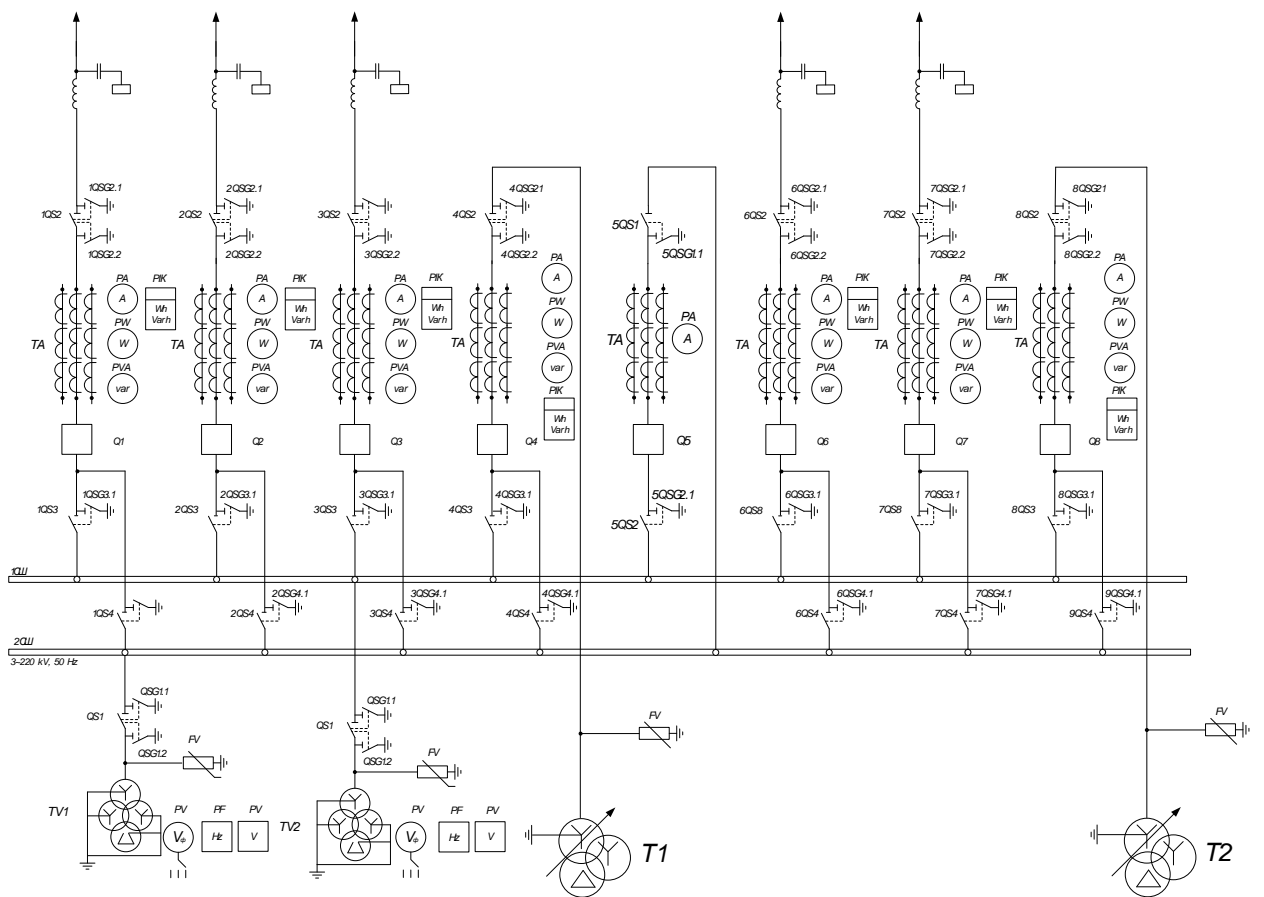


Рисунок 4.2. – Однолинейная схема КРУЭ 220 кВ

Согласно действующей нормативно-технической документации, указанной выше на стороне 35 кВ выбрана схема 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Причина добавления выключателей в линейные ячейки – перспектива развития подстанции и, впоследствии, реорганизация ПС 220 кВ Западная в проходную при строительстве новых подстанций данного энергорайона.

Согласно действующей нормативно-технической документации, на стороне 10 кВ принята наиболее простая и надежная схема – 10-1 «Одна, секционированная выключателями система шин». Схема рассчитана на множество присоединений, отключение в ремонт линии происходит посредством отключения выключателя линии. Секционирование производится посредством секционного выключателя. В нормальном режиме секционный выключатель от-

ключен. При отключении ввода посредством РЗА включается секционный выключатель, и питание потребителей обесточенной ранее секции шин продолжается от оставшегося в работе силового трансформатора.

Схемы представлены далее на рисунках 4.2.

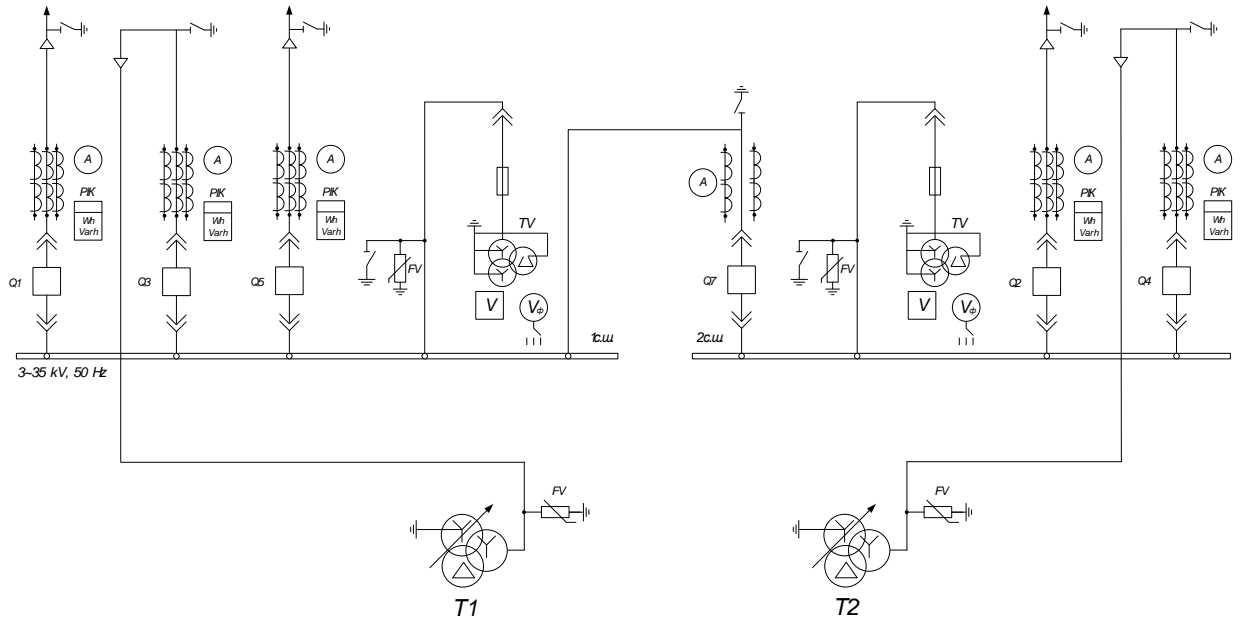


Рисунок 4.2. – Однолинейная схема КРУН 35 кВ

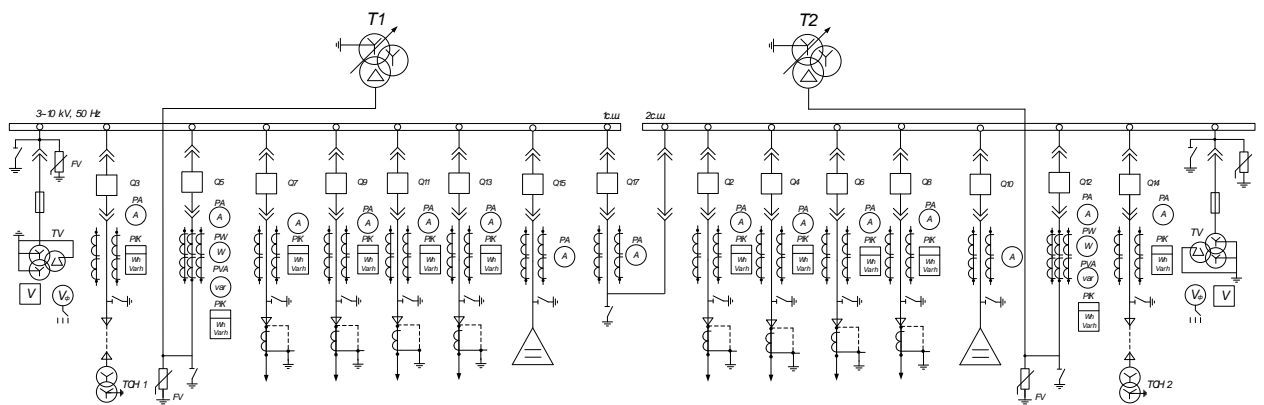


Рисунок 4.2. – Однолинейная схема КРУН 10 кВ

4.3 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 настолько сблизиться 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:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (4.3.)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.3.)$$

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

r_0 – радиус провода;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{CP} \cdot \lg \frac{CP}{r_0}} \quad (4.3.)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см},$$

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

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_0$$

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

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

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

4.4 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:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.4.)$$

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:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.4.)$$

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:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.4.)$$

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

В составе КРУЭ 220 кВ проверке подлежит выключатель SR330. Для данного выключателя ток отключения составляет 50 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с. Выполним расчеты, согласно формул 4.4.1 – 4.4.3.

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

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,65^2 (5,048 + 0,02) = 110 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,3 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4. - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток, А	4000	101

Продолжение таблицы 4.4.

1	2	3
Номинальный ток включения/отключения, кА	50	4,65
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	28,3	6,58
Ток термической стойкости, кА	50	4,65
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	12600	110
Ток динамической стойкости, кА	130	11,71

Таким образом, выключатель 330 SR удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 330 SR.

В составе КРУН 35 кВ К-405 проверке подлежит выключатель ВВС-35-25-П/630 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 25 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,1 с.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.2

Таблица 4.4. - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	600
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	6,70
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	12,4	9,48
Ток термической стойкости, кА	25	6,70
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	3200	230
Ток динамической стойкости, кА	80	17,25

Таким образом, выключатель ВВС-35-25-П/630 У2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-405.

В составе КРУН 10 кВ К-59 проверке подлежит выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 20 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,09 с. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4. - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	1600	1050
Номинальный ток включения/отключения, кА	20	6,29
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	9,9	8,90
Ток термической стойкости, кА	20	6,29
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2050	202
Ток динамической стойкости, кА	60	17,57

Таким образом, выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600 У2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-59.

4.5 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.

У КРУЭ фирмы 330 SR 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.

4.6 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:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (4.6.)$$

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 $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (4.6.)$$

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 4.6.

Таблица 4.6. – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

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					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	4,0	4,0	4,0
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	4,0	4,0	4,0
<i>Итого</i>	-	-	12	12	12

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4.6.)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.6.)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (4.6.)$$

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.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (4.6.)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.6.)$$

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

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

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.6.)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 10 кВ, согласно формул 4.6.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} = \frac{12}{5^2} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПР}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 20 - 0,48 - 0,05 = 19,47 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,47} = 0,9 \text{ мм}^2$$

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,48 + 7 + 0,05 = 7,53 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 4.6..

Таблица 4.6. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	245	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	101
Односекундный ток термической стойкости, кА	50	4,65
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	130	11,71
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,39

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 330 SR в составе КРУЭ 220 кВ.

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение заводских и расчетных параметров трансформаторов тока в КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2 и КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЩ-10 У2 приведены в таблицах 4.6.

Таблица 4.6. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	500-600-750-1000-1200-1500	600
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	6,70
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	17,25
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,34

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУН К-405, марки ТОЛ-35Б-II У2.

Таблица 4.6. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	500-600-750-1000-1200-1500	1050
Односекундный ток термической стойкости, кА	20	6,29
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	50	17,57
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,53

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока в составе КРУН К-59, марки ТОЛ-СЭЩ-10 У2.

4.7 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 4.7.

Таблица 4.7. - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
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 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

Выполним проверку для трансформатора напряжения в составе КРУЭ 220 кВ SR 330. Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 220 кВ:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Рассчитаем наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 220 кВ Ключевая:

$$U_{НРН}^{220} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ}$$

$$U_{НРН}^{35} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 35 = 40 \text{ кВ}$$

$$U_{НРН}^{10} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 10 = 12 \text{ кВ}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения SR 330 представлено в таблице 4.7.

Таблица 4.7. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ SR 330.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУН К-405 НАМИ-35 У2 представлено в таблице 4.7.

Таблица 4.7. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 35 кВ

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

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ 35 У2 в составе КРУН К-405.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения в составе КРУН К-59 НАМИ-10 У2 представлено в таблице 4.7.4.

Таблица 4.7. - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460	252
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	220
Предельная мощность ТН, ВА	200	31

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения НАМИ 10 У2 в составе КРУН К-59.

4.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУЭ

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.

4.9 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.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. В случае ПС Ключевая 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 4.9.

Таблица 4.9. – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформаторов	0,73	20,6	18,5

Продолжение таблицы 4.9.

1	2	3	4
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

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 , \quad (4.9.)$$

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

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

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

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

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

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Данная глава посвящена выбору нового устройства РЗА вновь вводимых трансформаторов на ПС 220 кВ Ключевая, а также шин 220 кВ.

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.

5.1 Расстановка комплексов релейной защиты и автоматики

На ПС 220 кВ Ключевая, согласно основной цели и задачам будет выполнен выбор и расчет новых современных микропроцессорных комплексов релейной защиты и автоматики. Будет произведен выбор и расчет параметров настройки защит шин 220 кВ, основных и резервных защит силовых трансформаторов, выбранных ранее в главе 2.

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты автотрансформаторов и шин 220 кВ. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для Т-1 (для трансформатора Т-2 выбор аналогичен) и шин 220 кВ.

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.

Для основной защиты шин необходимо применять дифференциальную защиту.

Для Т-1 и Т-2 в качестве основных и резервных защит будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства АВВ типа RET670, 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;
- максимальная токовая защита ВН;
- максимальная токовая защита СН;
- 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 шин 220 кВ на ПС Ключевая в качестве основной защиты будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 065, установленных в шкафу типа ШЭ 2607 065065. Данный терминал включает в себя следующие функции:

- реле дифференциальной защиты шин;
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;

- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику очувствления ДЗШ;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты внешних устройств;
- цепи запрета АПВ.

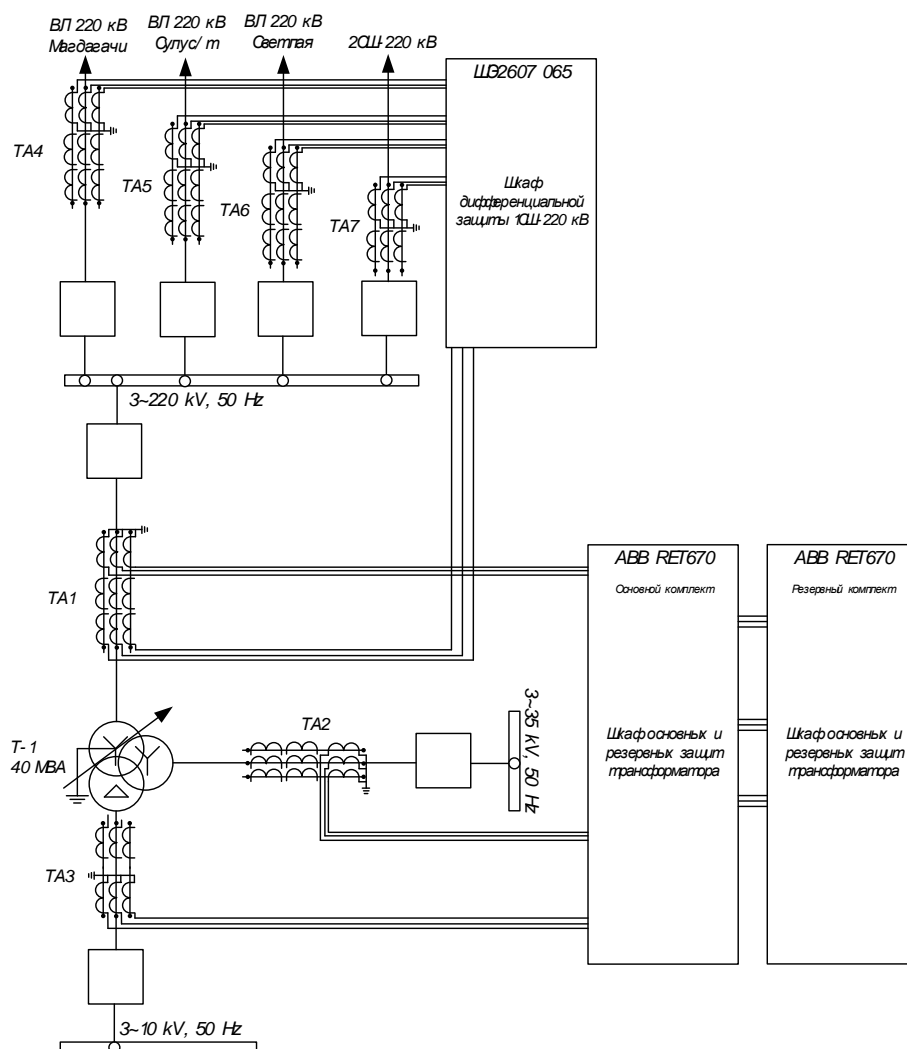


Рисунок 5.1. – Поясняющая схема расстановки устройств РЗА (на примере 1СШ-220 кВ)

В качестве устройства автоматики управления выключателем 220 кВ будет принят терминал производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704 019, включающий в себя функции:

- АПВ;
- УРОВ;
- оперативное управление выключателем.

5.2 Расчет параметров настройки выбранных защит

5.2.1 Расчет основных защит трансформаторов

Будет представлен расчет ДЗТ для трансформаторов 220 кВ Т-1, Т-2 на базе терминала АВВ RET670. Расчет ДЗТ для Т-1, Т-2 выполняется по аналогичной методике и представлен подробно в приложении Б. Методика расчета предоставлена в свободном доступе в сети Интернет производителем АВВ. Проект методических указаний по расчету [17] выполнен на основании руководящих указаний по расчету РЗА [12]. Подробный расчет представлен в приложении Б.

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

$$I_{номВН} = \frac{S_{номВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (5.2.)$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{номСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} \quad (5.2.)$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{номНН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} \quad (5.2.1)$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 101 \text{ A}$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 616 \text{ A}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2200 \text{ A}$$

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.

$$I_{\text{номВН.втор}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot k_{схВН}}{k_{тмВН}} \quad (5.2.)$$

$$I_{\text{номСН.втор}} = \frac{I_{\text{номСН}} \cdot k_{схСН}}{k_{тмСН}} \quad (5.2.)$$

$$I_{\text{номНН.втор}} = \frac{I_{\text{номНН}} \cdot k_{схНН}}{k_{тмНН}} \quad (5.2.)$$

$$I_{\text{номВН.втор}} = \frac{101 \cdot 1}{30} = 3,35 \text{ A}$$

$$I_{\text{номСН.втор}} = \frac{616 \cdot 1}{150} = 4,11 \text{ A}$$

$$I_{\text{номНН.втор}} = \frac{2200 \cdot 1}{600} = 3,67 \text{ A}$$

По таблице 5.2. выбираем номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания.

Таблица 5.2. – 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
1-5	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:

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

(5.2.1.7)

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

ε - относительная погрешность ТТ (10%);

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

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

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

Таблица 5.2. – 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
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 $I_{d \min}$:

$$I_{d \min} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot I_{m1} \quad (5.2.)$$

$$I_{d \min} = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,296$$

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

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

Принимаем минимальную уставку, рекомендованную заводом – 0,5 о.е.

Далее по результатам расчета ДЗТ производится построение характеристики срабатывания ДЗТ. Характеристика отражает процесс работы защиты при коротком замыкании, внешнем повреждении и в нагрузочном режиме при протекании сквозного тока.

Чувствительность проверяется графически. По дифференциальной оси откладывается значение дифференциального тока (тока КЗ), по тормозной оси – значение тормозного тока (расчетное значение).

Далее опускаем проекцию на пересечение с выбранной характеристикой. На дифференциальной оси определяется значение дифференциального тока в терминале с учетом торможения.

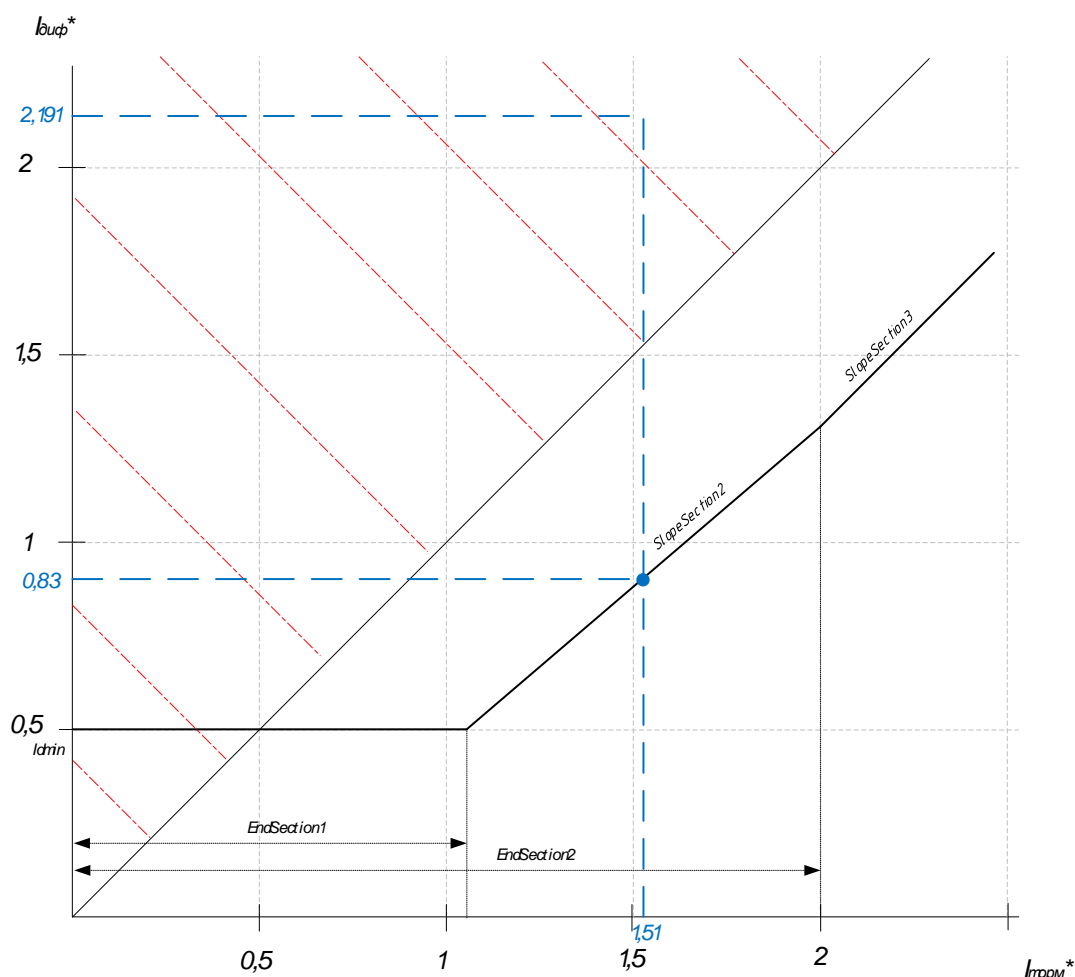


Рисунок 5.2. – Характеристика срабатывания ДЗТ RET670

Чувствительность рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{диф.торм}}} \quad (5.2.)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,191}{0,83} = 2,64 \geq 2$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ - минимальный ток КЗ, о.е.

$I_{\text{диф.торм}}$ - значение дифференциального тока в терминале с учетом тор-
можения, о.е.

Результаты расчетов и выбранных параметров для ДЗТ Т-1(2) сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2. – результаты расчета ДЗТ Т-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	1,15
I_{dmin}	о.е.	0,10-0,60	0,3	0,5
I_{T2}	о.е.	1,00-10,00	3	2,0
Наклон 2 участка	%	10,0-50,0	40	40,5
Наклон 3 участка	%	30,0-100,0	80	45
I_{dUnre}	о.е.	1,00-50,00	10	12
Блок. токов 2 гармоники	%	5-100	15	15
Блок. токов 5 гармоники	%	5-100	25	25

5.2. Расчет резервных защит трансформаторов

Для вводных выключателей 35-10 кВ применяется:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал;
- от междуфазных коротких замыканий – МТЗ без выдержки времени (токовая отсечка ввода).

Подробный расчет представлен в приложении Б.

Уставку срабатывания МТО НН выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- броска тока намагничивания трансформатора;
- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

Для отстройки от БТН уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{БТН}} \cdot I_{\text{ном.транс}} \quad (5.2.)$$

где $k_{\text{БТН}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора (4-7);

$I_{\text{ном.транс}}$ – номинальный ток силового трансформатора (рассчитан ранее в главе 2).

$$I_{\text{мто.НН}} = 5 \cdot 2200 = 11000 \text{ А}$$

Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{\text{мто}} = k_{\text{отс}} \cdot k_a \cdot I_{\text{КЗ.внеш}} \quad (5.2.)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки – 1,1;

k_a – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии

апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{КЗ.внеш}$ – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в режиме с наибольшим значением этого тока.

$$I_{мто.ВН} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 6290 = 8300 \text{ А}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 11000 А.

Токовая отсечка стороны НН силового трансформатора работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Аналогично выбираем уставку МТО на стороне СН.

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{мто.СН} = k_{БТН} \cdot I_{ном.транс} = 5 \cdot 616 = 3100 \text{ А}$$

По условию отстройки от максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{мто} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{КЗ.внеш} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 6700 = 8800 \text{ А}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 8800 А.

Токовая отсечка стороны СН силового трансформатора работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Далее, для заполнения бланка уставок требуется выполнить расчет МТЗ ВН силового трансформатора. МТЗ ВН силового трансформатора осуществляет ближнее резервирование МТЗ отходящих присоединений и должна быть согласована с защитами предыдущего участка. Согласование выполняется по формуле:

$$I_{MT3} = k_c \cdot k_{ток} \cdot I_{MT3.пред} \quad (5.2.)$$

где k_c - коэффициент согласования – 1,2;

$k_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в защите, с которой производится согласование при КЗ в конце зоны резервирования. При единственном источнике питания принимается равным 1.

$I_{MT3.пред}$ - первичный ток срабатывания защиты, с которой производится согласование.

Согласование с 1 ступенью МТЗ СН:

$$I_{MT3} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1400 = 1700 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ НН:

$$I_{MT3} = 1,2 \cdot 1 \cdot 500 = 600 \text{ A}$$

Также должно выполняться условие отстройки от возврата токовых реле при максимальной нагрузке. Данное условие проверяется по формуле:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (5.2.)$$

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

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

k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

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

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 101 = 190 \text{ А}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 1700 А. Проверяем чувствительность. Нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ, при использовании токовой защиты в качестве резервной – 1,2:

$$k_q = \frac{I_{кз.мин}}{I_{МТЗ}} = \frac{3700}{1700} = 2,2 \geq 1,2$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со ступенью МТЗ предыдущего элемента, которая была рассчитана ранее – МТЗ НН (~ 0 с).

$$t_{МТЗ} = t_{пред} + \Delta t = 0,0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

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

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_e} \cdot I_{ном} \tag{5.2.}$$

$$I_{сз.п} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 101 = 116 \text{ А}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;
 $I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

Бланк уставок для резервных защит силового трансформатора представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2. – Бланк уставок для резервных защит трансформатора

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	1700	1,7
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	-	-
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	11000	11,0
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	с	0,00 – 60000,00	-	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ НН	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Выведена	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ НН	-	-	Выведена	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	А	0,01 – 25000	116	3,88
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	с	0,00 – 60000,00	5,0	

5.2. Описание газовой защиты 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.

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 газового 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, PGT-80/50). Струйное реле не срабатывает на появление газа в реле т.к. небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масле 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.

5.2. Расчет защиты шин 220 кВ

Приведем расчет для 1СШ-220 кВ ПС 220 кВ Ключевая, расчет для 2СШ-220 кВ аналогичен. Сначала следует определить базисный ток. Рекомендуется принять его равным 1000 А. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Определяем начальный ток срабатывания ДЗШ по условию отстройки от разрыва токовых цепей по формуле, А:

$$I_{\text{до}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (5.2.)$$

где $I_{\text{нагр.макс}}$ - максимальный нагрузочный ток, А;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$I_{\text{нагр.макс}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (5.2.)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток, (принимается номинальный ток силового трансформатора), А;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,4.

$$I_{нагр.макс} = 1,4 \cdot 101 = 140,6 \text{ А}$$

$$I_{\partial 0} = 1,2 \cdot 140,6 = 169 \text{ А}$$

$$I_{\partial 0^*} = \frac{I_{\partial 0}}{I_{баз}} = \frac{169}{1000} = 0,169$$

Определяем начальный ток срабатывания ДЗШ по условию отстройки от расчётного первичного тока небаланса, о.е.:

$$I_{\partial 0} = k_{отс} \cdot I_{нб.торм.расч} \tag{5.2.}$$

где $I_{нб.торм.расч}$ - расчетный тормозной ток небаланса, принимаем равным 0,15;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,5.

$$I_{\partial 0} = 1,5 \cdot 0,15 = 0,225$$

Принимаем уставку – 0,3.

В первом приближении для построения характеристики срабатывания ДЗШ требуется выбрать уставку начального тока торможения и коэффициент торможения, определяющие наклонный участок характеристики. Принимаем рекомендованные значения: ток начала торможения – 1,5; коэффициент торможения – 1,2. После оценки чувствительности данные значения можно корректировать.

Далее графически определяется чувствительность ДЗШ. Строится характеристика срабатывания (рисунок 5.2.).

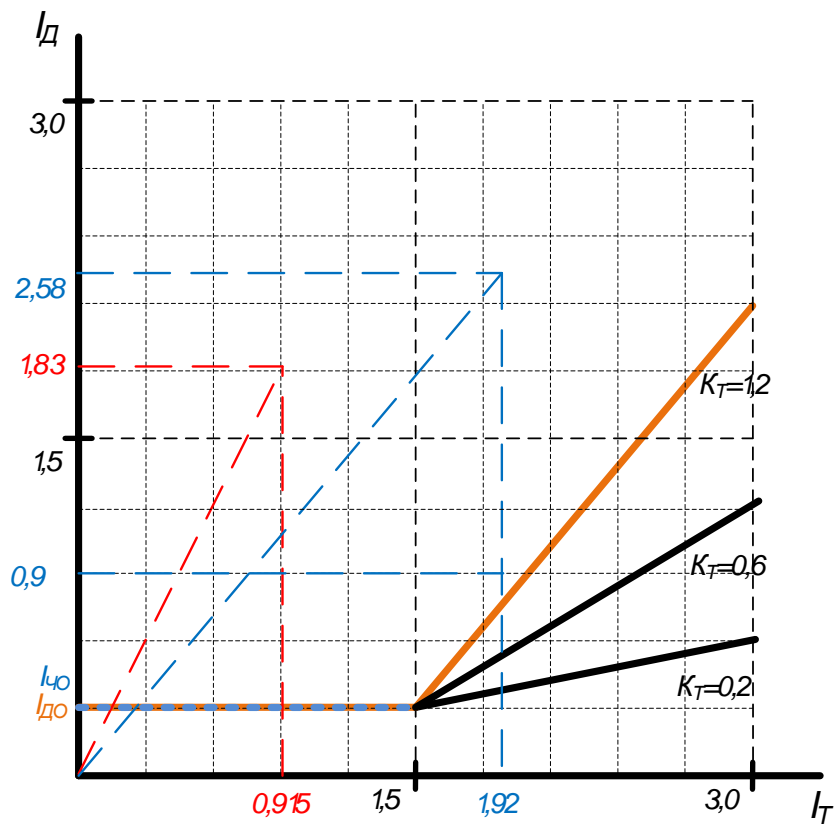


Рисунок 5.2.4.1 – Характеристика срабатывания ДЗШ 1СШ-220 кВ

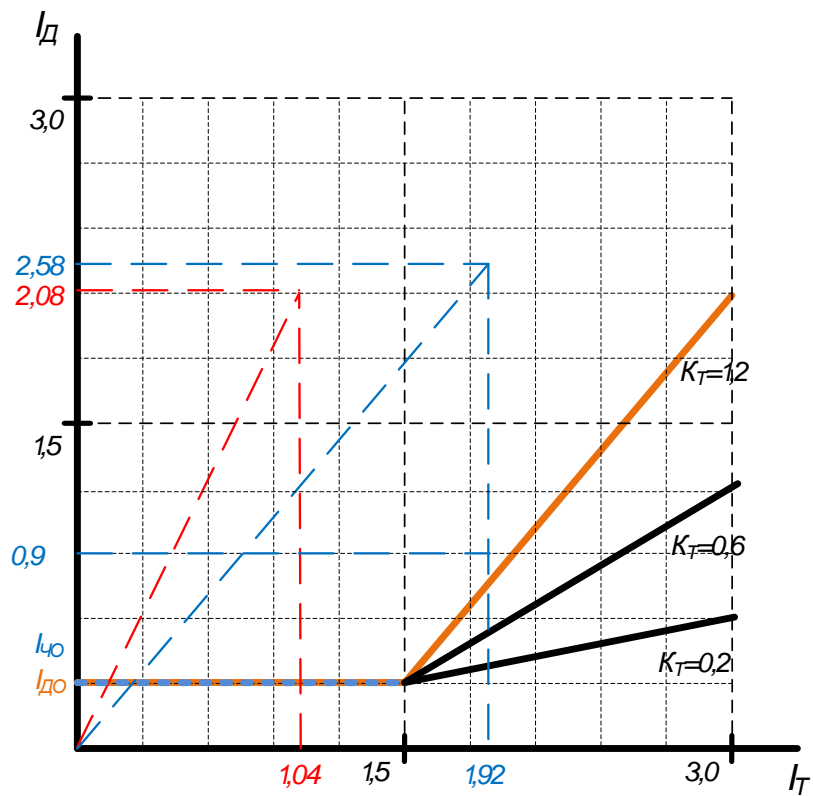


Рисунок 5.2. – Характеристика срабатывания ДЗШ 2СШ-220 кВ

Далее приведен расчет для 1СШ-220 кВ.

Максимальный сквозной ток нагрузки:

$$I_{скв.нагр.макс} = \frac{I_{нагр.макс}}{I_{баз}} \quad (5.2.)$$

где $I_{нагр.макс}$ - максимальный нагрузочный ток, принимаем равным ДДТН для линии 220 кВ, выполненной проводом АС-300, А.

$$I_{скв.нагр.макс} = \frac{630}{1000} = 0,63$$

Минимальный ток КЗ на ошиновке:

$$I_{кз.мин.ошин} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{баз}} \quad (5.2.)$$

где $I_{кз.мин}$ - минимальный ток КЗ на шинах, А.

$$I_{кз.мин.ошин} = \frac{2580}{1000} = 2,58$$

Максимальный тормозной ток, соответствующий данному режиму:

$$I_{т.макс} = 0,5 \cdot I_{кз.мин.ошин} + I_{скв.нагр.макс} \quad (5.2.)$$

$$I_{т.макс} = 0,5 \cdot 2,58 + 0,63 = 1,92$$

Далее графически определяем, соответствующий полученному тормозному току, дифференциальный ток:

$$I_{д.граф} = 0,9$$

Определяем чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.ошин}}}{I_{\text{д.граф}}} \quad (5.2.)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,58}{0,9} = 2,87 \geq 2,0$$

Выбор уставок очувствления в режиме опробования шин.

В первом приближении очувствление отсутствует, т.е.:

$$I_{\text{ч0}} = I_{\text{д0}} = 0,3$$

Далее аналогично производим расчет графически. Определяется минимальный ток КЗ при опробовании:

$$I_{\text{кз.мин.опроб}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{баз}}} \quad (5.2.)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ - минимальный ток КЗ при опробовании от присоединения (от ПС 220 кВ Светлая), А.

$$I_{\text{кз.мин.опроб}} = \frac{1830}{1000} = 1,83$$

Далее определяется максимальный тормозной ток в данном режиме. Отметим, что сквозной ток нагрузки в режиме опробования отсутствует:

$$I_{\text{т.макс}} = 0,5 \cdot I_{\text{кз.мин.опроб}} + I_{\text{скв.нагр.макс}} = 0,5 \cdot 1,83 + 0 = 0,915$$

Проверяем чувствительность при отсутствии очувствления:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин.опроб}}}{I_{\text{ч0}}} = \frac{0,915}{0,3} = 3,05 \geq 2$$

Требования к чувствительности в режиме опробования выполняются.

Уставка реле контроля исправности цепей переменного тока, А:

$$I_{cp} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб}}{k_{тт}} \quad (5.2.)$$

где $I_{нб}$ - максимальный ток небаланса в токовых цепях, А;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$I_{нб} = k_{нб} \cdot I_{нагр.макс} \quad (5.2.)$$

где $I_{нагр.макс}$ - максимальный ток нагрузки, А;

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса, принимается равным 0,03.

$$I_{нб} = 0,03 \cdot 630 = 18,9 \text{ А}$$

$$I_{cp} = 1,2 \cdot \frac{18,9}{600/5} = 0,189 \text{ А}$$

Принимаем уставку – 0,2 А.

Таблица 5.2 – Бланк уставок ДЗШ 1С-220 кВ (2С-220 кВ)

Параметр	Величина	Значение
1	2	3
Базисный ток	А	1000
Начальный ток срабатывания ДЗШ	о.е.	0,3
Ток начала торможения	о.е.	1,5
Коэффициент торможения	о.е.	1,2
Начальный ток срабатывания ДЗШ при очувствлении	о.е.	0,3
Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока	А	0,2
Выдержка времени блокировки при исправности цепей переменного тока	с	2,5
Режим очувствления	-	Не предусмотрено

5.3 Противоаварийная автоматика

Основные устройства ПА выполнены на базе устройств МКПА, КПА-М, ТЕКОН, ЭКРА включающие следующие функциональные блоки: ФОЛ, ФОВ, ФОТ, АЛАР, АОСН, АОПН, АОПО, АОПЧ, ФСМ, АЧР, ОН.

Устройства ФОЛ 500 кВ и ФОЛ 220 кВ предназначены для формирования кратковременных сигналов при трехфазном отключении соответственно ЛЭП 500 кВ и ЛЭП 220 кВ, которые являются пусковыми и длительных сигналов «Ремонт ВЛ» и «Неремонт ВЛ» для фиксации состояния ЛЭП и схемы сети в данных ЛАПНУ.

Устройство ФОЛ фиксирует:

- трехфазное отключение линии до ТАПВ;
- трехфазное отключение после неуспешного ТАПВ

по факту поступления на вход устройства ФОЛ сигнала действия защиты линии на отключение трёх фаз и/или сигнала отключения тремя фазами от автоматики выключателей линии.

В устройствах ФОЛ предусмотрена возможность фиксации ремонта линии при помощи режимного переключателя, а также сигнализация несоответствия положения режимного переключателя ремонта фактическому состоянию линии.

В устройстве ФОЛ 220 кВ режим работы через обходной выключатель определяется положением оперативного переключателя «Работа через ОВ».

Устройство ФОВ фиксирует включение и отключение выключателя, а также состояние «Ремонт выключателя». Устройство ФОВ реализовано в составе устройства ФОЛ. В устройствах ФОВ предусмотрена возможность фиксации ремонта выключателя при помощи режимного переключателя.

Устройства ФОЛ, ФОВ реализованы в МКПА, ТЕКОН, ЭКРА.

Отключение ЛЭП 220 кВ фиксируется и формируется устройствами ФОЛ с обеих сторон ЛЭП (при наличии) и передается командами в ЛАПНУ.

Сигналы аварийного отключения ЛЭП 220 кВ формируются устрой-

ствами ФОЛ без выдержки времени, сигналы ремонтного состояния – с выдержкой времени 9 сек (учитывается время неуспешного АПВ), сигналы включенного состояния – с выдержкой времени 5 сек.

На каждой стороне ЛЭП 220 кВ установлены устройства ФОЛ и УТМ ПА, сигналы (ТС) которых непосредственно по каналам связи передаются в ЛАПНУ и используются в логике формирования состояния.

Из-за отсутствия устройств УТМ ПА на промежуточных подстанциях транзита 220 кВ, логика формирования состояния реализована в МКПА данных линий. Алгоритм автоматической фиксации состояния ЛЭП следующий:

- эксплуатационное состояние ЛЭП «В работе» фиксируется при включении выключателей ЛЭП с двух сторон по схеме «И»;
- эксплуатационное состояние ЛЭП «В ремонте» фиксируется при трехфазном отключении выключателей ЛЭП с любой стороны по схеме «ИЛИ» (с выдержкой времени, отстроенной от времени неуспешного ТАПВ).

По указанному алгоритму состояние ВЛ 220 кВ фиксируется в устройствах ФОЛ МКПА Зейской ГЭС, МКПА ПС 220 кВ Ключевая, ПС 220 кВ НПС-23, ПС 220 кВ Сиваки, МКПА ПС 220 кВ Мухинская/т, МКПА ПС 220 кВ Ледяная, МКПА ПС 500 кВ Амурская с учетом приема по УПАСК сигналов команд изменения состояния выключателей, формируемых устройствами ФОЛ с противоположной стороны линии.

Так, итоговое состояние ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая формируется на Зейской ГЭС и ПС 220 кВ Ключевая соответственно по приему команд изменения состояния выключателей, формируемых устройствами ФОЛ на ПС 220 кВ Светлая.

Состояние ВЛ 220 кВ на транзите фиксируется с каждой стороны каждой ЛЭП устройствами ФОЛ, при этом сигналы состояния ЛЭП формируются устройствами ФОЛ, с учетом приема по УПАСК команд изменения состояния соответствующих выключателей от ФОЛ, и передаются сигналами через УТМ ПА. Дополнительно состояние ВЛ 220 кВ формируется устройством ФОЛ, с учетом поступления по УПАСК команд изменения состояния выключателя от

ФОЛ, и передается сигналами через УТМ ПА в ЛАПНУ.

Устройство ФОТ предназначено для фиксации отключения трансформаторов или автотрансформаторов на объектах электроэнергетики в операционной зоне Амурского РДУ и формирования кратковременных сигналов при отключении выключателей трансформаторов и автотрансформаторов, которые являются ПОр в ЛАПНУ, АДВ и длительных сигналов «Ремонт АТ» и «Не ремонт АТ» для фиксации состояния трансформаторов и автотрансформаторов и схемы сети в ЛАПНУ.

Устройство ФОТ фиксирует трехфазное отключение АТ по факту поступления на вход алгоритма ФОТ сигналов действия защиты АТ на отключение трёх фаз и/или сигналов отключения тремя фазами от автоматики выключателей АТ с любой стороны.

В устройствах ФОТ предусмотрена возможность фиксации ремонта АТ при помощи режимного переключателя, а также сигнализация несоответствия положения режимного переключателя ремонту фактическому состоянию АТ.

Устройства ФОТ 500 кВ, ФОТ 220 кВ алгоритмически совмещены и реализованы в МКПА.

Логика формирования состояния АТ реализована в МКПА по следующему алгоритму:

- эксплуатационное состояние АТ «В работе» фиксируется при включении выключателей АТ с двух сторон по схеме «И»;
- эксплуатационное состояние АТ «В ремонте» фиксируется при трехфазном отключении выключателей АТ с любой стороны по схеме «ИЛИ».

Результирующий сигнал поступает в логику формирования состояния АТ в ЛАПНУ, где дополнительно учитывается переток активной мощности по АТ.

АЛАР предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Устройства АЛАР ликвидируют асинхронный режим в полнофазном режиме путем ДС (отключение АТ, ЛЭП с запретом АПВ).

Действие устройства АЛАР на ДС реализуется на энергообъекте на котором оно установлено.

В сечениях асинхронного режима предусматривается резервирование действия устройств АЛАР как установкой устройств АЛАР на разных энергообъектах, так и по принципу действия и настройке устройств АЛАР.

Устройства АЛАР подключены к измерительным цепям трансформаторов напряжения и трансформаторов тока контролируемого присоединения.

При наличии обходной системы шин, при переводе присоединения с линейного на обходной выключатель, в устройствах АЛАР в МКПА предусмотрен оперативный перевод одним входным переключателем действия логики АЛАР на ОВ и перевод с измерительных цепей тока линейного выключателя на цепи тока ОВ.

В результате перевода на измерительные цепи тока ОВ вторичные значения уставок в алгоритме изменяются с учетом коэффициента трансформации ТТ ОВ.

При переводе присоединения на обходную систему шин и обратно, действие устройства АЛАР в МКПА не блокируется.

Для оперативного ввода или вывода воздействий на отключение линейного или обходного выключателя предусмотрены переключатели в выходных цепях устройств АЛАР. При работе присоединения через линейный выключатель нормальное состояние УВ на отключение ОВ с запретом АПВ – оперативно выведено.

При неисправности цепей напряжения действие второй ступени АЛАР в МКПА блокируется, действие токовой ступени АЛАР остается в работе.

АЛАР выполнена в виде алгоритмически связанных функциональных блоков в составе МКПА, МКПА–2, КПА–М, ТЕКОН или электромеханической базе.

АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

В АОСН используется пусковой фактор снижения напряжения прямой последовательности.

АОСН выполнена в виде алгоритмически связанных функциональных блоков в составе МКПА, МКПА–2, КПА-М или электромеханической базе.

Устройства АОСН выполнены одно, двух или трех ступенчатыми контролируют величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены и действуют с выдержкой времени на отключение только реактора (от АОСН в МКПА 500 кВ) или отключение реактора и отключение нагрузки (от АОСН в МКПА 220 кВ).

При неисправности в цепях напряжения действие АОСН в МКПА 500 кВ не блокируется. В этом случае величина напряжения от ТН алгоритмически исключается из расчета и контроль снижения напряжения производится по расчётной величине напряжения, вычисляемой относительно тока и сопротивления реактора. Ток реактора является дополнительным контролируемым параметром в АОСН 500 кВ.

При неисправности в цепях напряжения действие АОСН в МКПА 220 кВ автоматически блокируется.

АОПН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН на ЛЭП 500 кВ установлены с каждой стороны ЛЭП, устройства АОПН на ЛЭП 220 кВ установлены в соответствии с проектными решениями.

Устройства АОПН на ЛЭП 500 кВ подключены к измерительным цепям напряжения линейного ТН, АОПН на ЛЭП 220 кВ – к измерительным цепям напряжения ТН той системы шин, к которой подключено контролируемое присоединение.

Устройства АОПН выполнены двухступенчатыми и контролируют в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное

состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень действует:

- с первой выдержкой времени на включение реакторов контролируемой ЛЭП;

- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ.

Вторая ступень действует с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ.

Воздействия на включение реактора и отключение линии с противоположной стороны передаются командами по УПАСК. Выходные цепи сигнала «Отключение линии с противоположной стороны от АОПН» подключены к УПАСК или действуют через терминалы защит ЛЭП на передачу по УПАСК команды №1 «Телеотключение ЛЭП с запретом АПВ».

После срабатывания защит реактора действие устройства АОПН на включение реактора блокируется.

УРОВ АОПН реализован в устройстве АОПН в МКПА или в автоматике управления выключателем ЛЭП.

УРОВ АОПН срабатывает при работе АОПН со своей стороны ЛЭП и превышении током через выключатель уставки в течение заданной выдержки времени.

УРОВ АОПН действует через выдержку времени на отключение смежных присоединений, с которых подано напряжение на отказавший выключатель.

При возникновении неисправностей в цепях напряжения или потере измерительных цепей напряжения действие АОПН автоматически блокируется.

АОПН выполнена в виде алгоритмически связанных функциональных блоков в составе МКПА, МКПА–2 или электромеханической базе.

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

Устройства АОПО выполнены в виде функциональных блоков в МКПА,

МКПА–2, КПА–М.

Устройства АОПО подключены к измерительным цепям тока контролируемого присоединения и цепям напряжения ТН системы (секции) шин на которую скоммутировано присоединение.

При наличии обходной системы шин, при переводе присоединения с линейного на обходной выключатель, в устройствах АОПО в МКПА предусмотрен оперативный перевод одним входным переключателем действия логики АОПО на ОВ и перевод с измерительных цепей тока линейного выключателя на цепи тока ОВ.

В результате перевода на измерительные цепи тока ОВ уставка по току в алгоритме пересчитывается с учетом коэффициента трансформации ТТ ОВ.

При переводе присоединения на обходную систему шин и обратно, действие устройства АОПО в МКПА не блокируется.

Для ввода и оперативного вывода УВ на отключение линейного или обходного выключателя предусмотрены отдельные переключатели в выходных цепях устройств АОПО. При работе присоединения через линейный выключатель нормальное состояние УВ на отключение ОВ с запретом АПВ – оперативно выведено.

АОПО имеет одну уставку по току срабатывания и несколько ступеней формирования (реализации) УВ. Для каждой ступени УВ задается своя выдержка времени.

Принцип действия устройств АОПО основан на сравнении фактического тока присоединения с пересчитанной уставкой по току АОПО.

Уставка по току рассчитывается автоматически в зависимости от значения температуры наружного воздуха, поступающего от датчика температуры.

При неисправности автоматического ввода температуры от датчика устройство АОПО автоматически переходит в ручной режим выбора значения температуры для пересчёта уставки по току, ранее зафиксированного положением переключателя «Выбор уставки АОПО по температуре в ручном режиме».

При необходимости устройство АОПО может быть переведено оперативно в режим ручного выбора значения температуры.

Значение температуры соответствует положению переключателя «Выбор уставки АОПО по температуре в ручном режиме», установленного на шкафу МКПА.

При возникновении опасности перегрузки по току контролируемого присоединения (при достижении током по присоединению величины 90% от уставки срабатывания) с выдержкой времени срабатывает сигнализация «Опасность перегруза» на лицевой панели шкафа МКПА.

При выявлении превышения в любой из трех фаз током по защищаемому присоединению уставки срабатывания, устройство АОПО последовательно реализует УВ в соответствии с заданными выдержками времени, с учетом направления перетока активной мощности по присоединению.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства, вновь проектируемых объектов на ПС 220 кВ Ключевая. Основное оборудование подстанций располагается в комплектных распределительных устройствах. На открытой части подстанции находятся:

- гибкая ошиновка;
- силовые трансформаторы;
- линейные порталы.

Таким образом, грозоупорность объекта следует оценивать на уровне земли, ввода силового трансформатора и линейного портала.

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

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

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

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

6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

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

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

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

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (6.1.)$$

$$\rho_3 = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

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

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left(\frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (6.1.)$$

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (6.1.)$$

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

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

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} \quad (6.1.)$$

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

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).

$$A = 50 \text{ м; } B = 50 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) \quad (6.1.)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5)(50 + 2 \cdot 1,5) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м.

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \quad (6.1.)$$

$$L_{\Gamma} = (50 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (50 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1124 \text{ м}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.1.)$$

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6.$$

Принимаем $m=11$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1) \quad (6.1.)$$

$$L = 2\sqrt{2809}(11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (6.1.)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{2809}}{5} = 42.$$

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

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (6.1.)$$

где L – длина горизонтальных электродов;

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

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

$$R_{ПС} = 140 \left(\frac{0,15}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1124 + 42 \cdot 5} \right) = 0,491 \text{ Ом}$$

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

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (6.1.)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6.5 \cdot 0,491}{6.5 + 0,491} = 0,456 < 0,5 \text{ Ом.}$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (6.1.)$$

где $I_m = 55 \text{ А}$ – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,315,$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} \quad (6.1.)$$

$$R_u = 1,315 \cdot 0,456 = 0,6 \text{ Ом}$$

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 220 кВ Ключевая – 50x50 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор

ПМ-20, высотой 20,1 м и двумя молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 16,3 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М04. Подробный расчет представлен в приложении Г, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м},$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м},$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0,85h_i \quad (6.2.)$$

$$h_{\text{эф1}} = 0,85h_1 = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (6.2.)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м}.$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=4,9$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right) \quad (6.2.)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left(1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М04:

$$h_{cxij'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.2.)$$

$$h_{cxij''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.2.)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2} \quad (6.2.)$$

$$h_{cx12'} = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75 \text{ м};$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении Г. Сведем результаты расчета в таблицу 6.2.1.

Таблица 6.2. – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
1				
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04
Высота, м	16,3	16,3	20,1	20,1
Эффективная высота, м	13,86	13,86	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	3,58	3,58	7,59	7,59

6.3 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:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \tag{6.3.}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

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

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \tag{6.3.}$$

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

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

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (6.3.)$$

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130.13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} \quad (6.3.)$$

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

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:

$$\eta_{он} = 0,9.$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 11 \text{ м.}$$

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

$$R_{э\kappa\text{в}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (6.3.)$$

$$R_{э\kappa\text{в}} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} \quad (6.3.)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

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

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{э\kappa\text{в}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{э\kappa\text{в}}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_\alpha \cdot p_{np} + \eta_{он} \cdot p_{он}) \cdot 10^{-6} \quad (6.3.)$$

$$\begin{aligned} N_{ny} &= 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 46,9) \cdot (60 + 2 \cdot 46,9) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = \\ &= 4,7 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

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

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (6.3.)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4,7 \cdot 10^{-4}} = 212 \text{ лет}$$

6.4 Выбор и проверка ОПН

Для проверки принимаем следующие типы ОПН:

– на стороне 220 кВ: ОПН в составе КРУЭ 330 SR типа ОПН-220/252/10/900;

– на стороне 35 кВ: ОПН типа ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1;

– на стороне 10 кВ: ОПН типа ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1;

Далее выполним расчет для проверки выбранных ОПН. Для примера представим расчет ОПН на стороне 220 кВ, подробный расчет остальных ОПН приведен в приложении В. Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (6.4.)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (6.4.)$$

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

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{253}{\sqrt{3}} = 215 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 35 кВ составляет 80,5 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \tag{6.4.}$$

$$U_{ост.к} = \frac{680}{1,2} = 567 \text{ кВ}$$

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

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \tag{6.4.}$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 396 = 680 \text{ кВ}$$

где $U_{исп50}$ - одноминутное испытательное напряжение (63 кВ) [19], кВ;

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{об}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} \quad (6.4.)$$

$$I_{\text{об}} = 1,2 \cdot 4,65 = 5,58 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (6.4.)$$

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

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}} \quad (6.4.)$$

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

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 253 = 850 \text{ см}$$

Результаты расчета для остальных классов напряжения приведен в приложении В. Технические параметры выбранных ОПН представлены в таблицах 6.4.

Таблица 6.4. – Технические характеристики ОПН-220/253/10/900

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	253	253
Длительное рабочее напряжение, кВ	253	252
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	900	567

Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	900	550
------------------------------------------------------------------	-----	-----

Продолжение таблицы 6.4.

1	2	3
Ток взрывобезопасности, кА	30	5,58
Длина пути утечки оборудования, см	1000	850
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 10	5,1

Таблица 6.4. – Технические характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Длительное рабочее напряжение, кВ	40,2	38
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	300	80,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	300	90,2
Ток взрывобезопасности, кА	30	8,04
Длина пути утечки оборудования, см	450	135
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

Таблица 6.4. – Технические характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Длительное рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	70	30,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	70	25,8
Ток взрывобезопасности, кА	30	7,55

Длина пути утечки оборудования, см	300	38,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	2,1

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 220 кВ Ключевая – крупная узловая реконструируемая подстанция Завитинского района Амурской области, осуществляющая связь важнейших транзитов амурского и хабаровского энергорайонов.

Целью работы является комплексная реконструкция ПС 220 кВ Ключевая, в связи с увеличением трансформаторной мощности, роста объемов потребления рассматриваемой сети. Таким образом, ПС 220 кВ Ключевая имеет установленную трансформаторную мощность 80 МВА. На территории объекта расположены:

- КРУЭ ООО «Хёндэ Электросистемы» типа 330 SR;
- КРУ 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование:
 - выключатели вакуумные ВВС-35-25-П/630 У2
 - измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-II У2;
 - измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
 - ограничители перенапряжения ОПНп-35/40/10/760.
- КРУ 10 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго».

В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 800/5;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.
- 2 силовых трансформатора ТДТН-40000/220/35/10 УХЛ1;
- 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.

7.1 Безопасность

Применяемые на ПС Ключевая 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 [7].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия [7].

На ПС 220 кВ Ключевая обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 220 кВ Ключевая 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 [7]:

- 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 [7].

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 [7].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [7].

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 [7].

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 [7].

7.2 Экологичность

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [7]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с болим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ ТДТН-40000/220/35/10 УХЛ1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны

стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$; в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов,

реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Параметры трансформатора представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-40000/220/35/10 УХЛ1
Мощность, МВА	40
Масса полная, т	106
Масса масла, т	30
Высота, м	6,85
Длина, м	8,88
Ширина, м	5,22

Итак, примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. В этом случае конструкция маслоприемника с отводом масла, с учетом выше перечисленных требований, приведена на рисунке 7.2.1.

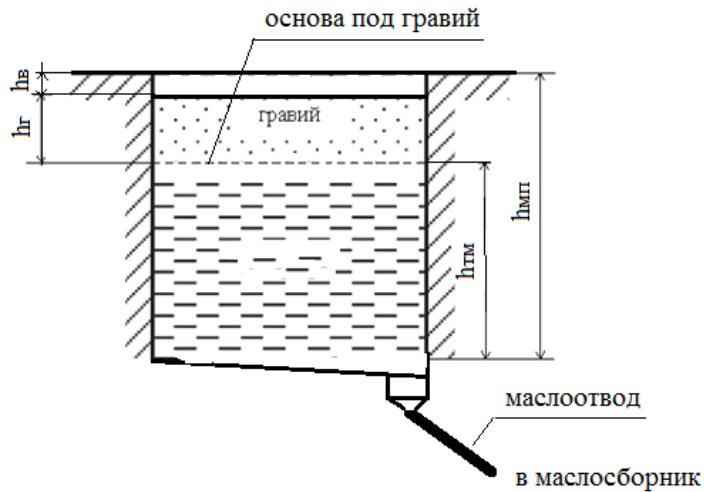


Рисунок 7.2. – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Определим длину $A_{мп}$ и ширину $B_{мп}$ маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta \quad (7.2.)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta \quad (7.2.)$$

где A_m – длина силового трансформатора, м;

B_m – ширина силового трансформатора, м;

Δ – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{мп} = 8,88 + 2 \cdot 1,5 = 11,88 \text{ м}$$

$$B_{мп} = 6,85 + 2 \cdot 1,5 = 9,85 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} \quad (7.2.)$$

$$S_{mn} = 11,88 \cdot 9,85 = 117 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}} \quad (7.2.)$$

где M_{mm} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м³

$$V_{mm} = \frac{30 \cdot 10^3}{890} = 33,7 \text{ м}^3$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_z \quad (7.2.)$$

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

h_z – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{33,7}{117} + 0,075 + 0,25 = 0,61 \text{ м}$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объем должен быть не менее:

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода} \quad (7.2.)$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (7.2.)$$

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

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с ;

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

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) \quad (7.2.)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 6,85 \cdot (8,88 + 5,22) = 193,2 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (117 + 193,2) = 89,3 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мс}} = 33,7 + 89,3 = 123 \text{ м}^3$$

7.3 Чрезвычайные ситуации

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 220 кВ Ключевая сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслонаполненного 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 (продукцию).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 220 кВ Ключевая. Данные требования регламентированы в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Ключевая 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 Ключевая 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 Ключевая имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым преде-

лом 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 Ключевая имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключаящую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [18].

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Среди множества фирм производителей устройств РЗА были выбраны устройства фирмы отечественного производителя – НТЦ «Механотроника» шкафы на базе терминалов БМРЗ-152(162) и БМРЗ-153-УЗТ, типа ШЭ-МТ-021 и ШЭ-МТ-015. Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
АВВ	Шкаф ШЭ-МТ-021 (основной)	1	690000	690000
АВВ	Шкаф ШЭ-МТ-021 (резервный)	1	690000	690000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 065	1	710000	710000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 065	1	710000	710000
НТЦ «Механотроника»	Комплект ПО	2	310000	620000
НТЦ «Механотроника»	Комплект ПО	2	420000	840000
Итого	-	-	-	4260000

8.2 Капиталовложения в реализацию проекта

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

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (8.2.)$$

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

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

$K_{\text{пр}}$ - прочие затраты;

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

Таблица 8.2. - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 35-750 кВ	100	51	37	12

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

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\text{обр}}}{0,51} = \frac{4260000}{0,51} = 8352941 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{\text{СТР}} = 0,37 K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 8352941 = 3090588 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 8352941 = 1002352 \text{ руб.}$$

8.3 Расчёт эксплуатационных издержек

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

$$И = И_{РЭ} + И_{АМ} \quad (8.3.)$$

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

$$И_{АМ} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (8.3.)$$

где K – капиталовложения;

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$И_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (8.3.)$$

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

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = \alpha_{орэ} \cdot K + \frac{K}{T_{сл}} = 0,0155 \cdot 8352941 + \frac{8352941}{20} = 547117 \text{ руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПС 220 кВ Ключевая - крупная узловая подстанция, осуществляющая транзит мощности в западную часть энергосистемы Амурской области и связывающая такие крупные узлы как шины 220 кВ Зейской ГЭС и подстанции центрального энергорайона области по транзиту 220 кВ Амурская – Свободненская ТЭС – Мухинская/т – Ключевая.

Основной целью выпускной квалификационной работы являлась реконструкция устаревшего оборудования ПС 220 кВ Ключевая, в связи с моральным и физическим износом первичного и вторичного оборудования.

В ходе работы была произведена оценка на предмет возможности дальнейшего применения первичного оборудования, уже установленного на подстанции в разные времена и периоды реконструкций. Было принято решение полной реконструкции по всем классам напряжения с применением на стороне 220 кВ КРУЭ, на сторонах 35 и 10 кВ КРУ с вакуумными выключателями.

В работе также произведен выбор и проверка нового первичного оборудования, разработана однолинейная схема, выбрано число и мощности силовых трансформаторов на объекте.

Кроме того, были подробно рассмотрены вопросы выбора новых интеллектуальных микропроцессорных комплексов РЗА, освещающие всем современным стандартам качества и надежности. Были выбраны новые устройства РЗА подстанционного оборудования фирм ЭКРА и АВВ. Был выполнен расчет параметров настройки и алгоритмов функционирования выбранных устройств.

Помимо этого, в работе рассмотрен вопрос молниезащиты и заземления, выполнены соответствующие расчеты. Открытая часть подстанции защищается отдельностоящими мачтовыми молниеотводами. Заземление подстанции выполнено в виде сетки для выравнивания потенциала.

В работе рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 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.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – 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 обращения 17.04.2020).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.04.2020).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2017.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

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

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

