

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

« ____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь
вводимой подстанции напряжением 500 кВ Даурия

Исполнитель
студент группы 942- об4 _____ М.С. Артёменко
подпись, дата

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук _____ Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Консультант:
по безопасности и
экологичности _____ А.Б. Булгаков
доцент, канд. техн. наук
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ Л.А.Мясоедова
подпись, дата

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Артёменко Милены Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой подстанции напряжением 500 киловольт Даурия.

(утверждена приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2023

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района, расчет электрических нагрузок, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности, технико-экономический расчет.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 16 таблиц, программный продукт Mathcad.

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 с., 11 рисунков, 17 таблиц, 30 использованных источника.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОТСЕЧКА, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

В данной выпускной квалификационной работе было рассмотрено проектирование подстанции Даурия 500 кВ и обосновано её строительство. Произведён выбор оборудования на данной ПС, также установлена защита трансформатора и ошиновки высокой стороны 500 кВ и рассчитаны уставки на них. Решён вопрос с автоматической регулировкой коэффициента трансформации. Для выбора оборудования и расчёта уставок микропроцессорной защиты были рассчитаны токи короткого замыкания.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время территория Сковородинского округа является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2027 года». Цель работы – проектирование релейной защиты и автоматики.

Новизна и практическая значимость заключается в применении современных технологических решений для снижения числа аварийных ситуаций, оперативной связи между реле и регистрации событий.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- УЗО– устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	7
1 Обоснование необходимости строительства подстанции Даурия и характеристика района	9
1.1 Обоснование необходимости строительства подстанции	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
2 Расчёт электрических нагрузок	12
2.1 Расчёт высоковольтной нагрузки	12
3 Расчёт токов короткого замыкания	18
3.1 Общее положение	18
3.2 Расчёт токов короткого замыкания на шинах НН 35(10) кВ ПС 500 кВ Даурия	21
4 Выбор и проверка оборудования ПС Даурия	32
4.1 Выбор и проверка ошиновки	32
4.2 Выбор и проверка выключателей	44
4.3 Выбор и проверка разъединителей	51
4.4 Выбор трансформаторов тока	55
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	57
4.6 Выбор жестких шин	59
4.7 Выбор опорных изоляторов	61
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	62
5 Молниезащита и заземление подстанции Даурия	67
5.1 Выбор и проверка заземления ПС Даурия	67
5.2 Молниезащита ПС Даурия	73

6 Релейная защита и автоматика	76
6.1 Общие принципы построения защит	76
6.2 Защита силового трансформатора на базе микропроцессорного терминала RET670	77
6.3 Дифференциальная защита шин	82
6.4 Максимальная токовая защита	85
6.5 Защита от перегрузки	87
6.6 Защита от неполнофазного режима питающей сети	89
6.7 Расчёт уставок по времени	90
6.8 Отработка ситуации с отказом выключателя (УРОВ)	93
6.9 Газовая защита трансформатора	94
6.10 Автоматическое повторное включение	96
6.11 Автоматика АВР	98
7 Сигнализация на ПС Даурия	102
8 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Даурия	104
9 Технико-экономическое обоснование проектирования	108
9.1 Расчёт капитальных вложений и выбранное оборудование	108
9.2 Расчёт эксплуатационных издержек	109
10 Безопасность и экологичность	113
10.1 Безопасность	113
10.2 Экологичность	117
10.3 Чрезвычайные ситуации	123
Заключение	131
Библиографический список	132

ВВЕДЕНИЕ

Тема выпускной квалификационной работы была выбрана и списка, по вопросу проектирования релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 500 кВ «Даурия».

Любая релейная защита и автоматика, являясь одной из самых важных составляющих любой энергосистем, должна отвечать следующему ряду требований:

- быстродействие;
- селективность;
- надежность;
- чувствительность.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время территория Сковородинского округа является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2027 года».

Так ПС Даурия является новой, ранее не существовавшей, то решается вопрос о необходимости её строительства. Также решаются вопросы о выборе и установке оборудования, эффективного функционирования устройств РЗА всех элементов защищаемой подстанции, начиная с расчёта токов КЗ и заканчивая их правильным подключением.

Цель работы – проектирование релейной защиты и автоматики, путем разработки микропроцессорной защиты и автоматики последнего поколения. Для реализации поставленной цели необходимо произвести следующие задачи:

- выбор и расстановка комплектов релейной защиты;
- расчёт и выбор уставок;
- разработку конструктивного исполнения подстанции;

– выбор и проверка оборудования на ПС «Даурия».

С позиции необходимости, проектирование сети возникает в связи с ростом электрических нагрузок из-за увеличения существующих и добавления новых потребителей, также необходимостью повышения надежности снабжения потребителей.

Экономия ресурсов, как количество и пространства, что в современных условиях является одним из важных критериев, является достоинством выбранной микропроцессорной защиты, так как терминал объединяет в себе дифференциальную защиту трансформатора, МТЗ и газовую защиту.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались действующие методы проектирования.

Для достижения постановленных цели и задач в данной выпускной квалификационной работе решены следующие пункты:

- расчет электрических нагрузок в связи с увеличением нагрузки;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Даурия;
- выбор и проверка оборудования на ПС Даурия;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбрать устройства РЗА трансформаторов ПС 500 кВ Даурия;
- рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;
- сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы;
- произвести экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта.

Графическая часть ВКР выполнена на 6 листах формата А1.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Microsoft Office Word, Mathcad.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ ДАУРИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Обоснование необходимости строительства подстанции

Существующая система электроснабжения Сквородинского района, в частности города Сквородино, питается от ПС 220 кВ Сквородино.

В настоящее время город развивается в таких направлениях как: комплексная реконструкция жилищно - коммунального хозяйства, развитие сети автомобильных дорог, пешеходных тротуаров, освещение улиц, развитие социальной инфраструктуры и формирование благоприятных условий жизнедеятельности населения, развитие топливно-энергетического комплекса, развитие транспортного комплекса. В прогнозе социально-экономического развития Сквородинского района до 2024 года отмечается, что ожидается увеличение индекса промышленного производства по добыче полезных ископаемых, по обрабатывающим производствам. В период с 2019 по 2024 год планируется ежегодное увеличение количеств малых и средних предприятий в среднем на 2-5%.

В Сквородинском районе реализуется главный на сегодняшний день инвестиционный проект «Строительство нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО)». Нефтепроводная система ВСТО обеспечивает транспортировку нефти сибирских месторождений на перспективный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Протяженность нефтетрубы на территории района составляет 93,5 км. Введены в эксплуатацию следующие объекты: нефтеперекачивающая станция вблизи с. Невер; пункт налива нефти г. Сквородино на 15 млн. тонн нефти в год. Также важным инвестиционным проектом для развития района явилось сооружение экспортного нефтепровода «Сквородино - граница КНР». Нефтепровод «Сквородино - граница КНР» является ответвлением от трубопроводной системы ВСТО и предназначен для экспортной транспортировки российской нефти в КНР. Протяженность линейной части российского участка составляет 63,4 км, производительность -

15 млн. тонн нефти в год. Магистральный газопровод «Сила Сибири» будет транспортировать газ Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай («восточный» маршрут).

Летом 2016 года ООО «ТехноСпецСтрой» выполнило строительство временного жилого городка строителей для дальнейшей реализации планов по строительству газопровода на период 2016-2018 годы. В сентябре 2016 года начались основные строительные-монтажные работы участка газопровода общей протяженностью 85 км.

В прогнозируемом периоде до 2024 года ожидается увеличение объемов инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования, в среднем на 104,2-106,0%.

А также крупный потребитель ООО «Газпром трансгаз Томск», являющийся дочерним обществом ПАО «Газпром», обеспечивающий эксплуатацию и строительство газотранспортных систем в 14 регионах Сибири и Дальнего Востока, заявляется для подключения к ПС 220 кВ Сковородино.

В связи с растущим интересом к Сковородинскому району необходимо развивать внешнее электроснабжение данного района. А так как для оказания услуг электроснабжения заявляются очень крупные потребители, то для их питания будет проводиться линия 500 кВ от Нерюнградской ГЭС до ПС Тынды (организуется строительство ОРУ 500 кВ) и от неё до ПС Сковородино. Для этого необходимо строительство вспомогательной ПС 500/220 кВ Даурия со связью по линиям 220 кВ с ПС 220 кВ Сковородино - 1.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Сковородинский район расположен на северо-западе Амурской области. Расположен вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали.

На территории района резко континентальный климат: зимой столбик термометра опускается до - 50. С, а летом поднимается до + 38 С. Слой снега зимой 15 - 20 см. Средняя влажность 54%.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных

климатических условий Сковородинского района, в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 -Климатические условия района проектирования

Наименования	Значения
2	3
Район по гололёду	4
Нормативная стенка гололёда, мм	20
Район по ветру	2
Низшая температура воздуха	- 50
Среднегодовая температура воздуха	- 4,5
Высшая температура воздуха	+ 38
Число грозových часов в год	40
Высота снежного покрова, см	20
Глубина промерзания грунтов, м	3,3
Сейсмический район, баллы	7
Высота над уровнем моря	393

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок на ООО «Удоканская медь» необходим для выбора и проверки оборудования, трансформаторов, релейной защиты и автоматики на ПС Даурия.

2.1 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.cp}; n_{эф}) \quad (1)$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (2)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [19]

Для определения суммарной нагрузки по отделению в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{потд} = \sum_1^n K_o \cdot P_{p\Sigma}; \quad (3)$$

$$Q_{потд} = \sum_1^n K_o \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (4)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\phi,$$

где $P_{ср.}$ – средняя активная мощность;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [11];

$tg\phi$ – соответствует характерному для приемников данного отделения средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\phi$.

Для синхронных двигателей находится не реактивная нагрузка, а максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{СД} = \frac{K_{з.СД} \cdot P_{ном.СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (5)$$

где $P_{ном.СД}$ – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg\phi_{СД}$, $\eta_{СД}$ – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з.СД}$ – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для дробильно-измельчительного отделения (где установлены СД):

$$P_{ср.ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$P_{ср.ВН(двиг)} = 0,8 \cdot 2000 = 1600 \text{ кВт};$$

$$P_{ср.ВН(мел)} = K_u \cdot P_{уст.}; \quad (6)$$

$$P_{ср.ВН(мел)} = 0,75 \cdot 1600 = 1200 \text{кВт};$$

$$P_{расч.ВН(двиг)} = K_p \cdot P_{срВН(двиг)};$$

$$P_{расч.ВН(двиг)} = 1 \cdot 1600 = 1600 \text{кВт};$$

$$P_{расч.ВН(мел)} = K_p \cdot P_{ср.ВН(мел)};$$

$$P_{расч.ВН(мел)} = 1 \cdot 1200 = 1200 \text{кВт};$$

$$Q_{СД(двиг)} = -\frac{K_3 \cdot Q_{СД} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot \text{tg} \phi_{СД}}{\eta_{СД}}; \quad (7)$$

$$Q_{СД(двиг)} = -\frac{1,27 \cdot 1600 \cdot 0,48}{0,94} = -1370 \text{кВар};$$

$$Q_{СД(эксг)} = -\frac{K_3 \cdot Q_{СД} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot \text{tg} \phi_{СД}}{\eta_{СД}}; \quad (8)$$

$$Q_{СД(эксг)} = -\frac{1,27 \cdot 1200 \cdot 0,48}{0,945} = -774 \text{кВар}.$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина $Q_{СД}$ берётся со знаком «минус».

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт высоковольтной нагрузки дробильно-измельчительного отделения

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos j$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
СД	1х2000	0,8	0,85	1600	-1370
Мельницы	2х1600	0,75	0,8	2400	-1548
Итого				4000	-2918

Расчетная полная активная и реактивная мощность, отнесенная к шинам среднего напряжения ПС Даурия, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки $K_{О.м.}$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 2067кВт;$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 826.8кВар.$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 23720кВт;$$

$$\Sigma Q_{СД} = -9490кВар.$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 1860,31кВт;$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 454,12кВар.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣН}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (9)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (10)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2}; \quad (11)$$

$$P_{расч.ΣН} = \Sigma P_{расч.ΣН} + \Sigma P_{расч.Л.}; \quad (12)$$

$$P_{расч.ΣН} = 2067 + 23720 + 1860.31 = 27650кВт;$$

$$Q_{расч.ΣН} = \Sigma Q_{расч.ΣН} + \Sigma Q_{расч.Л.}; \quad (13)$$

$$Q_{расч.ΣН} = 826,8 + 9490 + 454,12 = 10770кВар;$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(27650)^2 + (10770)^2} = 29670кВА;$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.\Sigma H}; \quad (14)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot 29670 = 593,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.\Sigma H}; \quad (15)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot 29670 = 2967 \text{ кВар}.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.\Sigma H}$:

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.\Sigma H}; \quad (16)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.\Sigma H}; \quad (17)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot 29670 = 445,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot 29670 = 593,4 \text{ кВар}.$$

Полная, активная и реактивная мощность ПС определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ}, \quad (18)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = (2067 + 23720) \cdot 0,9 + 1860,31 + 593,4 = 25660 \text{ кВт};$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ}; \quad (19)$$

$$Q_{расч.} = (9490 - 826,8) + 454,12 + 2967 = 12080 \text{ кВар};$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2}; \quad (20)$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(25660)^2 + (12080)^2} = 27360 \text{ кВА}.$$

Значение реактивной мощности $Q_{сист}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам среднего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot tg\phi ; \quad (21)$$

$$Q_{сист} = 27360 \cdot 0,4 = 10940 \text{кВар.}$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.албын.рудн} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2}; \quad (22)$$

$$S_{расч.албын.рудн} = \sqrt{(27360)^2 + (10940)^2} = 29470 \text{кВА.}$$

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общее положение

Короткое замыкание - это не предусмотренное нормальными условиями работы электрическое соединение точек электрической цепи с различными потенциалами через малое сопротивление. Иными словами говоря это явление в электротехнике, которое сопровождается замыканием между собой двух или трех фаз, фазы на нулевой проводник, замыкание фазного проводника на землю в сетях с глухозаземлённой, а также с эффективно заземлённой нейтралью в трёхфазной сети. Кроме этого, коротким замыканием будет являться межвитковое замыкание в электрических машинах.

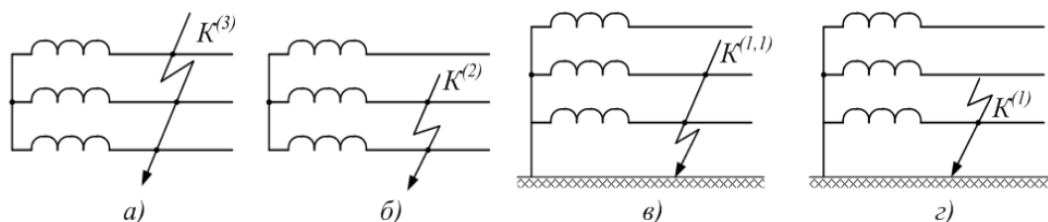


Рисунок 1 - Основные виды коротких замыканий

В частности, как правило, при расчетах не учитывается переходное сопротивление в месте КЗ, и все повреждения рассматриваются как непосредственное (или, как говорят, «глухое» или «металлическое») соединение фаз между собой, или на землю (для сети с заземленной нейтралью). Не учитываются токи намагничивания силовых трансформаторов и емкостные токи линий электропередачи напряжением до 330 кВ. Сопротивления всех трех фаз считаются одинаковыми.

Основные виды КЗ показаны на рисунке 4:

- 1) трёхфазное короткое замыкание;
- 2) двухфазное короткое замыкание;
- 3) двухфазное короткое замыкание на землю;
- 4) однофазное короткое замыкание на землю.

Между фазные КЗ - двухфазные и трёхфазные - возникают в сетях как с

заземлённой нейтралью, так и с изолированной нейтралью. Однофазные КЗ могут происходить только в сетях с заземлённой нейтралью.

Основными причинами, которые вызывают повреждения на ЛЭП, являются перекрытия изоляции во время грозы, схлёстывания и обрыв проводов при гололёде, набросы, перекрытия изоляции испражнениями птиц, перекрытия загрязнённой и увлажнённой изоляции, ошибки персонала и др.

Трёхфазное короткое замыкание (симметричное трёхфазное КЗ) - наиболее простой для расчёта и анализа вид повреждения. Его характеристика заключается в том, что токи и напряжения всех фаз равны по значению как в месте КЗ, так и в любой другой точке сети. Так как данный вид повреждения является симметричным, то ток КЗ, проходящий в каждой фазе, отстаёт от создающей его ЭДС на одинаковый угол (φ_H), который определяется соотношением активного и реактивного сопротивлений цепи короткого замыкания:

$$\varphi_H = \arctg \frac{x_\Sigma}{R_\Sigma} \quad (23)$$

Так как все фазные и междуфазные напряжения в точке трёхфазного короткого замыкания равны нулю, а в точках, удалённых от места КЗ на небольшое расстояние, их уровни не значительны. Данный вид повреждения представляет наибольшую опасность для работы энергосистемы с точки зрения устойчивости параллельной работы электростанций и узлов нагрузки.

При двухфазном КЗ токи и напряжения разных фаз неодинаковы. В повреждённых фазах и месте КЗ проходят одинаковые токи, а в неповреждённой фазе ток КЗ отсутствует. Также как и при трёхфазном КЗ, токи, проходящие в повреждённых фазах, отстают от создающей ЭДС (в данном случае ЭДС повреждённых фаз или параллельного ему вектора напряжения этих фаз) на угол φ_k , определяемый соотношением активных и реактивных сопротивлений цепи. С точки зрения влияния на устойчивость параллельной работы генераторов и на работу электродвигателей рассматриваемый вид повреждения представляет меньшую опасность, чем трёхфазное КЗ.

Двухфазное короткое замыкание на землю в сети с заземлённой нейтралью. Данный вид повреждения для сетей с изолированной нейтралью практически не отличается от двухфазного КЗ. Токи, проходящие в месте КЗ и в ветвях рассматриваемой схемы, а также междуфазные напряжения в разных точках сети имеют те же самые значения, что и при двухфазном КЗ.

В сетях же с заземлённой нейтралью двухфазное КЗ на землю значительно более опасно, чем двухфазное КЗ. Это объясняется более значительным снижением междуфазных напряжений в месте КЗ, так как одно междуфазное напряжение уменьшается до нуля, а два других - до значения фазного напряжения неповрежденной фазы.

Однофазное короткое замыкание может иметь место только в сетях с заземлённой нейтралью. Оно сопровождается снижением до нуля в месте повреждения только одного фазного напряжения и представляет меньшую опасность для работы энергосистемы, чем рассмотренные выше междуфазные КЗ. В сетях с малыми токами замыкания на землю, к которым относятся сети 6-35 кВ, работающие с изолированной нейтралью, или с нейтралью заземлённой через дугогасящий реактор, замыкание одной фазы на землю сопровождается значительно меньшими токами, чем токи КЗ.

Рассмотренные выше токи КЗ могут приводить к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, из-за их повышенного нагрева. Нагрев, случившийся при протекании токов КЗ, ускоряет старение и разрушение изоляции, вызывает выгорание и сваривание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Все проводники и аппараты должны быть термически стойкими, то есть должны без повреждений переносить в течении заданного времени нагрев токами короткого замыкания.

Также токоведущие части, электрические машины и аппараты должны обладать электродинамической стойкостью, то есть должны выдерживать без повреждений и нарушений функционального состояния механические воздействия, создаваемые проходящим по нему электрическим током. Иначе

говоря они подвергаются ударным токам КЗ, которые в свою очередь являются наибольшим мгновенным значением амплитуды тока КЗ.

Не стоит забывать, что короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения, которое может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим ущербом. И чтобы обеспечить надёжную работу энергосистем и предотвратить повреждения оборудования при коротких замыканиях необходимо быстро и селективно отключать повреждённый участок сети.

В режиме короткого замыкания надёжная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

3.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах НН 35 (10) кВ ПС 500 кВ Даурия

3.2.1 Сравнение уровней ТКЗ на шинах АТ-1 500/220 при НН 35 кВ и при НН 10 кВ

3.2.1.1 АТГ 500 кВ с НН 35 кВ

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

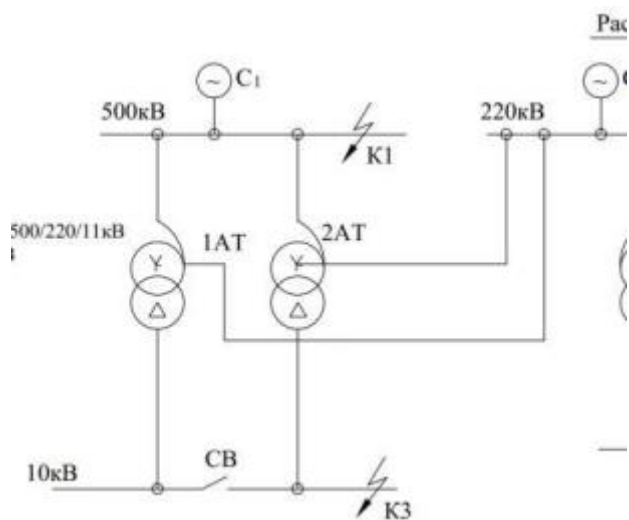


Рисунок 2 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

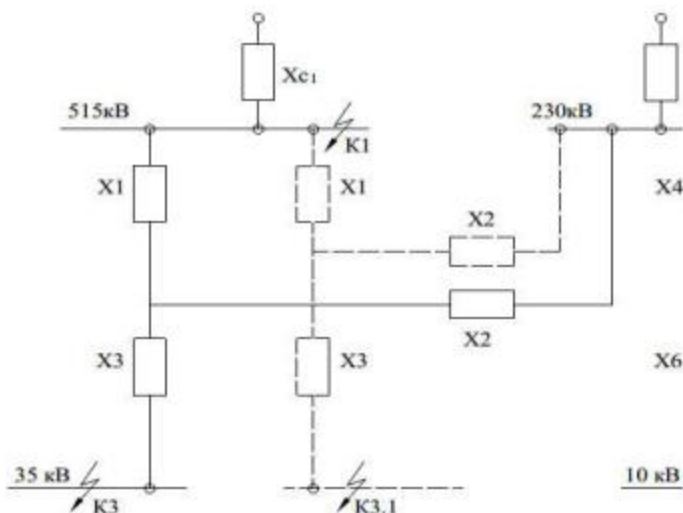


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

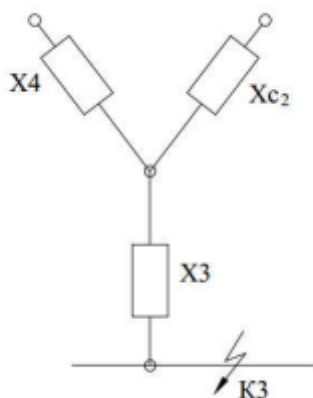


Рисунок 4 - Упрощённая конечная схема замещения

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=515$ кВ, $U_2=230$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (24)$$

$$I_{\bar{\sigma}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,112 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{\sigma}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251 \text{ А}$$

$$I_{\bar{\sigma}3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{\bar{\sigma}3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Сопротивление системы С1 определяется выражением:

$$X_{C1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot I_{I\bar{0}}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (25)$$

где $I_{I\bar{0}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,69 \cdot 515} = 0,0306 \text{ о.е.},$$

где $I_{I\bar{0}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 500 кВ.

Сопротивление системы С2 определяется выражением:

$$X_{C2} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot I_{I\bar{0}}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (26)$$

где $I_{IIO}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 8,15 \cdot 230} = 0,0308 \text{ o.e.},$$

где $I_{IIO}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 220 кВ.

Расчет параметров автотрансформаторной группы 3хАОДЦТН 16700/500/220/35 кВ

$$U_{\text{КВН-СН}} = 11\% \quad U_{\text{КВН-НН}} = 35\% \quad U_{\text{КСН-НН}} = 21,5\%$$

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КВС}} - U_{\text{КСН}}); \quad (27)$$

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25\%;$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВС}} + U_{\text{КСН}} - U_{\text{КВН}}); \quad (28)$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (11 + 21,5 - 35) = 0\%;$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КСН}} - U_{\text{КВС}}); \quad (29)$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (35 + 21,5 - 11) = 22,75\%;$$

$U_{\text{к}}$ соответствуют требованиям СТО 56947007-29.180.01.275-2019

Сопротивление трансформатора:

$$S_{\text{Б}} = 100 \text{ МВА}$$

$$X_{\text{АТ}} = \frac{U_{\text{к}}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (30)$$

$$X_{1AT} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{100}{501} = 0,024 \text{ о. е.};$$

$$X_{2AT} = 0;$$

$$X_{3AT} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{100}{501} = 0,045 \text{ о. е.};$$

3.2.1.2 Расчет эквивалентного сопротивления и тока КЗ на шинах 35 кВ ОРУ 35 кВ при установке одной АТГ 500 кВ с учетом подпитки со стороны 220 кВ (токи КЗ в данном варианте максимальные)

$$X_{\Sigma} = \frac{(X_{C1500} + X_{1AT}) \cdot X_{C2220}}{X_{C1500} + X_{1AT} + X_{C2220}} + X_{3AT} \quad (31)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{(0,0306 + 0,024) \cdot 0,0308}{0,0306 + 0,024 + 0,0308} + 0,045 = 0,065 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ

$$S''_{35кВ} = \frac{S_B}{X_{\Sigma}} \quad (32)$$

$$S''_{35кВ} = \frac{100}{0,065} = 1538,5 \text{ МВА}$$

$$I''_{1 \text{ 35кВ}} = \frac{S''_{10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \quad (33)$$

$$I''_{1 \text{ 35кВ}} = \frac{1538,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 24 \text{ кА}$$

3.2.1.3 При установке двух АТГ и их отдельной работе на стороне 35 кВ и параллельно на стороне 500 и 220 кВ значение тока короткого замыкания на шинах РУ 35 кВ

Вариант расчёта 1

$$X_{\Sigma 4} = \frac{(X_{C1500} + X_{1AT}/2) \cdot X_{C220}}{X_{C1500} + X_{1AT}/2 + X_{C220}} + X_{3AT} \quad (34)$$

$$X_{\Sigma 4} = \frac{(0,0306 + 0,024/2) \cdot 0,0308}{0,0306 + 0,024/2 + 0,0308} + 0,045 = 0,0629$$

$$S''_{35кВ} = \frac{S_B}{X_{\Sigma}} \quad (35)$$

$$S''_{35кВ} = \frac{100}{0,0629} = 1590 \text{ МВА}$$

$$I''_{2 \text{ 35кВ}} = \frac{S''_{10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \quad (36)$$

$$I''_{2 \text{ 35кВ}} = \frac{1590}{\sqrt{3} \cdot 37} = 24,8 \text{ кА}$$

Соответственно, при НН 35 кВ на АТГ 500 кВ, при выборе оборудования для ОРУ 35 кВ, питаемого от АТ-1 500 кВ учитывается значение тока короткого замыкания, с учётом перспективы установки 2-ой АТ 400 кВ (максимальный вариант)

3.2.2 АТГ 500 кВ с НН 10 кВ. Расчёт токов КЗ на шинах 10 кВ, подключаемого от АТ-1 500 кВ (501 МВА)

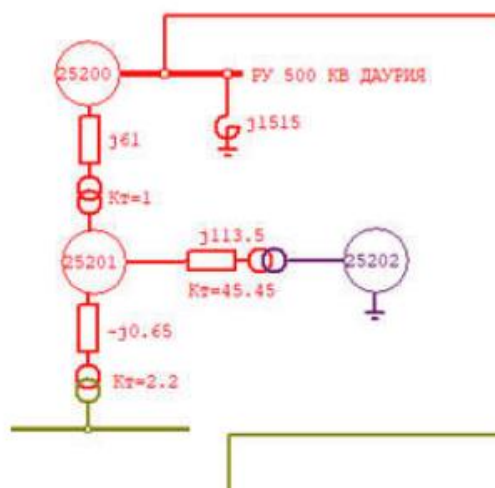


Рисунок 5 - Расчетная схема для расчетов токов КЗ на выходах 11 кВ АТ-1 500/220 кВ

В соответствии с произведенными расчетами расчетный на выводах АТ-1 500/220 кВ, установке одной АТ500 кВ с учетом подпитки со стороны 220 кВ, с учетом перспективы до 2026 года, составил 70,08 кА.

Для снижения уровня токов КЗ требуется установка со стороны НН 110 кВ АТ 500 кВ токоограничивающих реакторов. Снижение уровня ТКЗ требуется для возможности выбора оборудования НН, ошиновки и кабелей с нормальной термической стойкостью.

У заводов производителей оборудования 10 кВ нет ячеек КРУ 10 кВ или открыто устанавливаемого оборудования 10 кВ с токами термической стойкости соответствующих расчетному уровню ТКЗ до установки реакторов. Возможно понижение уровня ТКЗ только с установкой токоограничивающих реакторов.

Произведем расчет ТКЗ после реактора при сопротивлении токоограничивающего реактора 0,45 Ом, $I_{НОМ}=1000$ А.

Ток КЗ на выводах НН АТ-1 500 кВ

$$I_{\text{КМАТ}10\text{кВ}}^{(3)} = 70,08 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определим исходя из токов КЗ на выводах НН АТ-1 500 кВ

$$X_{AT(10кВ)} = \frac{S_B}{S_{K3AT}^{10}} \quad (37)$$

$$X_{AT(10кВ)} = \frac{100}{1274,48} = 0,0785$$

$$S_{K3AT}^{10} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{KMAT10кВ}^{(3)} \quad (38)$$

$$S_{K3AT}^{10} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 70,08 = 1274,48$$

Приведём сопротивление реактора к базисным единицам

$$S_B = 100 \text{ МВА} \quad U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$I_{2 \text{ 35кВ}}'' = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (39)$$

$$I_{2 \text{ 35кВ}}'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$X_{PH} = X_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{HP}}{U_{HP} \cdot 1000} \quad (40)$$

$$X_{PH} = 0,45 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1000}{10 \cdot 1000} = 0,078$$

$$X_{PB} = X_{PH} \cdot \frac{I_B \cdot U_{HP} \cdot 1000}{I_{HP} \cdot U_{cp}} \quad (41)$$

$$X_{PB} = 0,078 \cdot \frac{5,5 \cdot 10 \cdot 1000}{1000 \cdot 10,5} = 0,408$$

Тогда

$$X_{\Sigma P} = X_{AT(10кВ)} + X_{PB} \quad (42)$$

$$X_{\Sigma P} = 0,0785 + 0,408 = 0,4865$$

$$S_P'' = \frac{S_B}{X_{\Sigma P}} \quad (43)$$

$$S_P'' = \frac{100}{0,4865} = 205,55$$

$$I_{10кВ(PB)}'' = \frac{S_P''}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \quad (44)$$

$$I_{10кВ(PB)}'' = \frac{205,55}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11,3 \text{ кА}$$

Соответственно, при НН 10 кВ на АТГ 500 кВ, при выборе ошиновки до токоограничивающих реакторов для РУ 10 кВ, питаемого от АТ-1 500 кВ учитывается значение ТКЗ, с учетом перспективы установки 2-ой АТ 500 кВ (максимальный вариант)

$$I_{10кВ}'' = 70,1 \text{ кА}$$

При выборе оборудования и ошиновки 10 кВ после реакторов необходимо руководствоваться значением токов КЗ с учетом сопротивления реакторов.

3.2.3 Расчет токов КЗ на шинах ЗРУ 10 кВ ПС 500 кВ Даурия при питании от ЛЭП сооружаемых от существующей ЗРУ 10 кВ на ПС 220 кВ Сковородино

Ток КЗ на шинах ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Сковородино составляет

$$I_{KM \text{ ЗРУ } 10кВ}^{(3)} = 10,8 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определим исходя из уровня ТКЗ на шинах ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Сквородино

$$I_{\text{KM}}^{(3)}(\text{MAX}) = 10,8 \text{ кА}$$

Тогда

$$Z_{\text{КЗ10}} = \frac{U_{\text{СР.НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{KM}}^{(3)}(\text{MAX})} \quad (45)$$

$$Z_{\text{КЗ10}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,8} = 0,5613 \text{ Ом}$$

Кабельно - воздушные линии (КВЛ) 10 кВ от ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Сквородино до ЗРУ 10 кВ на ПС 500 кВ Даурия выполняется трехжильным кабелем пввнг(а)-ls -3x120/70-10, суммарная длина участка - 200 м. Воздушный участок выполнен проводом сип-3 1x70. максимальная длина воздушного участка составляет 2,0 км.

Сопротивление на участке ЛЭП, выполненном СИП-3 1*70 составит, с кабельными вставками ПвВнг(А)-LS-3x120/70-10

$$R_{\text{СИП-31x50}} = R \cdot L \quad (46)$$

$$R_{\text{СИП-31x50}} = 0,493 \cdot 2 = 0,986 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{СИП-31x50}} = 0,582 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КБ10}} = 0,0306$$

$$X_{\text{КБ10}} = 0,021$$

Тогда

$$R_{10\Sigma} = 1,0166$$

$$X_{10\Sigma} = 0,603$$

где L - длина соответствующего участка ЛЭП 10 кВ;

$R_{СИП-31 \times 70}$ - удельное активное сопротивление прямой последовательности провода СИП-3, $r_{СИП} = 0,493$ Ом/км;

$X_{СИП-31 \times 70}$ - удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности провода СИП-3, $x_{СИП} = 0,291$ Ом/км;

$R_{КБ10}$ - удельное активное сопротивление обратной последовательности кабеля, $r_{КБ10} = 0,153$ Ом/км;

$X_{КБ10}$ - удельное индуктивное сопротивление обратной последовательности кабеля, $x_{КБ10} = 0,105$ Ом/км

Полное сопротивление на участке ЛЭП 10 кВ составит

$$Z_{КЗЛЭП10} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2} \quad (47)$$

$$Z_{КЗЛЭП10} = \sqrt{1,0166^2 + 0,603^2} = 1,168 \text{ Ом}$$

Тогда общее сопротивление ТКЗ составит

$$Z_{10 \text{ Даурия}} = Z_{КЗЛЭП10} + Z_{КЗ10} \quad (48)$$

$$Z_{10 \text{ Даурия}} = 0,5613 + 1,168 = 1,729$$

Ток короткого замыкания на шинах ЗРУ 10 кВ ПС 500 кВ Даурия составит

$$I_{КРУ10кВ}^{(3)} = \frac{U_{СР.НОМ.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{10 \text{ Даурия}}} \quad (49)$$

$$I_{КРУ10кВ}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,729} = 3,51 \text{ кА}$$

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ДАУРИЯ

4.1 Выбор и проверка ошиновки

4.1.1 Выбор ошиновки 500 кВ

Принято, что ошиновку открытой части подстанции выполняется гибкими сталеалюминевыми проводами.

Сечение ошиновки во всех цепях выбрано по максимальным значениям перетоков мощности и проверено по условию короны.

Согласно пунктам 7.15, 7.16 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (далее НТП ПС) выбор ошиновки по нагреву производится по следующим критериям:

- Для ВН и СН автотрансформаторных присоединений по току АТ, с учетом его допустимой перегрузки;
- Для линейных присоединений - как максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в послеаварийном режиме, А.

Расчёт допустимого длительного тока для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов:

$$I_{\text{МАК}(500\text{кВ})(-37)} = \frac{S_{\text{Н.АТ}} \cdot K_{3.\text{АВ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н.АТГ(ВН)}}} \quad (50)$$

$$I_{\text{МАК}(500\text{кВ})(-37)} = \frac{167000 \times 3 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 500} = 926 \text{ А}$$

Где $I_{\text{МАК}(500\text{кВ})}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима согласно пунктов 7.14, 7.15 НТП ПС, А.

$S_{\text{Н.АТ}}$ – номинальная мощность автотрансформаторной группы, кВА.

$U_{\text{Н.АТ(ВН)}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения (ВН) автотрансформатора трансформатора.

$K_{3.АВ.}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки

$K_{3.АВ.} = 1,4$. И тогда расчётный допустимый длительный ток для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов при данных условиях составит:

$$I_{МАК(500кВ)(+20)} = \frac{S_{Н.АТ} \cdot K_{3.АВ.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н.АТГ(ВН)}} \quad (51)$$

$$I_{МАК(500кВ)(+20)} = \frac{167000 \times 3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 500} = 809 \text{ А}$$

Проектируемая линия ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия выполнена 3-мя проводами АСк2у-330/43. Заходы участков ВЛ 500 кВ на ПС 500 кВ Даурия выполняются теми же проводами, поэтому значения максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме для этих линий, в соответствии СТО 56947007- 29.240.55.143, при температуре воздуха +25°С, для диапазона широт 50-60° с. ш., составит

$$I_{\max ВЛ(3хАС 330)АД} = 3159 \text{ А}$$

Значение длительно допустимого максимального тока ВЛ для этих линий, в соответствии СТО 56947007-29.240.55.143, при тех же условиях составит

$$I_{\max ВЛ(3хАС 330)ДД} = 2571 \text{ А}$$

Минимальный диаметр проводов ВЛ 500 кВ по условию короны составляет 3хАС 300/39, однако в пределах ОРУ 500 кВ минимальное сечение ошиновки увеличивается с учетом влияния скрещивающихся участков ошиновки, минимальное допустимое, при этом сечение и количество проводов в фазе приняты 3хАС 500/27 и 2хПА 500. Для унификации решений по количеству

проводов в фазе ВЛ и на заходе ПС, для ОРУ 500 кВ принимается минимальное сечение фазы 3хАС 500/64

Длительно допустимый ток для ошиновки, выполненной тремя проводами 3хАС 500/64 по условию нагрева проводов в аварийном режиме составляет $3 \times 1441 = 4323$ А. Соответственно данное сечение ошиновки подходит и для линейных ячеек РУ 500 кВ ПС 500 кВ Даурия, так как не ограничивает пропускную способность линии.

Данная ошиновка проверяется по условию коронирования, на термическую и электродинамическую стойкость

4.1.1.1 Проверка ошиновки 3хАС-500/64 на термическую стойкость:

$$Q_{\min(500\text{кВ})} = I_{\text{кз}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a}}{C_{\text{терм}}} \quad (52)$$

$$Q_{\min(500\text{кВ})} = 3920 \cdot \frac{\sqrt{0,01 + 0,021 + 0,07}}{90} = 13,84 \text{ мм}^2$$

$Q_{\min(500\text{кВ})}$ - минимальное сечение провода по условию термической стойкости,

$I_{\text{кз}}$ - максимальный ток КЗ, А;

$t_{\text{р.з.}}$ - время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ - собственное время отключения выключателя, с;

T_a - постоянная времени, в зависимости от места КЗ, с.

$C_{\text{терм}} = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (согласно ГОСТ Р 52736-2007, табл. 9 для сталеалюминевых проводов)

Выполняется условие:

$$Q_{\min(500\text{кВ})} \leq Q_{\text{провода}}$$

$$13,84 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2$$

Сечение провода удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ.

4.1.1.2 Проверка на электродинамическую стойкость

При больших токах короткого замыкания провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами. Сближение токопроводов может быть определено следующим методом.

Определяем усилие от длительного протекания тока однофазного (максимального короткого замыкания, Н/м

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{п,0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} \quad (53)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 4600^2}{6} \cdot 10^{-7} = 0,384 \text{ Н/м}$$

где

D – расстояние между фазами, м. D = 6 м для ОРУ 500 кВ

Определим силу тяжести 1 м токопровода

$$g = 54,45 \text{ Н}$$

$$\frac{f}{g} = 7,05 \cdot 10^{-3}$$

Задаваясь стрелой провеса – h (по типовым проектам для данной компоновки ОРУ 500 кВ), определяем параметр $\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}}$,

где $t_{\text{ЭК}}$ - эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с

$$t_{\text{ЭК}} = t_3 + 0,05,$$

где t_3 - действительная выдержка времени защиты от токов к.з., с (необходимо запрашивать на подстанции);

0,05 с – учитывает влияние аperiodической составляющей.

По типовому проекту для самого длинного участка для заданного провода стрела провеса $h=2,94$ м;

$$t_{\text{эк}} = 0,62 + 0,05 = 0,67$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,94}}{0,67} = 2,559$$

По диаграмме (рис.6), в зависимости от f/g и $\sqrt{h}/t_{\text{эк}}$, определяем параметр b/h из которого рассчитываем отклонение провода b

Находим по диаграмме на рис. _ =0,08

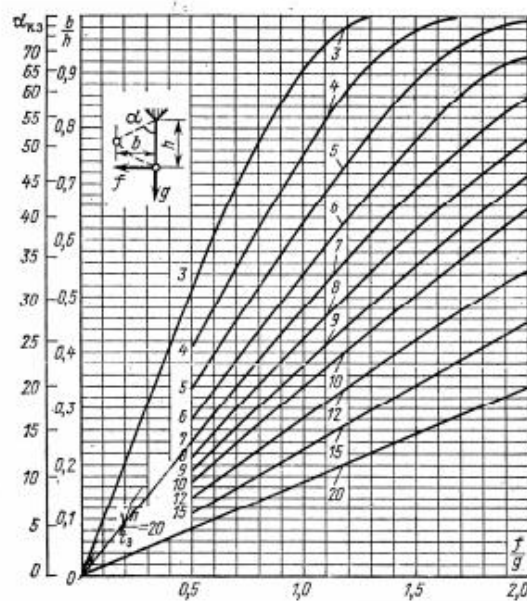


Рисунок 6. Диаграмма для определения отклонения гибкого подвешенного токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

$$b = 0,2353 \text{ м}$$

Найденное значение b сравнивают с максимально допустимым

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - (d + L_p) - a_{\text{доп}}}{2} \quad (54)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{6 - 0,4918 - 2}{2} = 1,754 \text{ м}$$

где d – диаметр токопровода. Для 2-х проводов $d = d_{\text{ПР}} * 3 + L_p = 0,0306 * 3 + 0,4 = 0,4918$; $a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения, м

Для ОРУ 500 кВ $a_{\text{доп}} = 2 \text{ м}$

$$b = 0,235 \text{ м} < b_{\text{доп}} = 1,754 \text{ м}$$

(схлестывание не произойдет)

4.1.1.3 Проверка на коронирование

При напряжении 110 кВ и выше гибкие проводники необходимо проверять на коронирование.

Шины 500 кВ в пределах ОРУ, выполненные проводами 3 х АС 500/64, $I_{\text{п,0}} = 4,6 \text{ кА}$, $t_3 = 0,05$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величины E_0 , характеризующей максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см, при котором возникает разряд в виде короны.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (55)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,53}}\right) = 30,852 \text{ кВ/см}$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$); r_0 – радиус провода, $r_0 = 1,53$ см.

В случае, если ошиновка выполнена двумя и более проводами, максимальная напряженность электрического поля вокруг расщепленного провода определяется по выражению, кВ/см:

$$E_{\text{РАСЩ}} = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭК}}}} \quad (56)$$

$$E_{\text{РАСЩ}} = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 500}{3 \cdot 1,53 \cdot \lg \frac{756}{13,48}} = 24,971 \text{ кВ/см}$$

где U – линейное напряжение, кВ; $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

k – коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе.

$r_{\text{ЭК}}$ – эквивалентный радиус расщепленных проводов.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода будет не более $0,9 E_0$.

Ошиновка проводами 3хАС 500/64 коронировать не будет

Вывод: ошиновка в пределах всего ОРУ 500 кВ принимается тремя сталеалюминевыми проводами 3хАС 500/64 кВ.

4.1.2 Выбор ошиновки 220 кВ

Выбор ошиновки 220 кВ ведется аналогичным методом, что и для ОРУ 500 кВ:

1) в цепях среднего напряжения (СН) автотрансформаторных присоединений по току АТ, с учетом его допустимой перегрузки;

2) для линейных присоединений - как максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов (кабелей) в аварийном режиме, А (АДТН).

Максимальный рабочий ток для выбора оборудования во вводных ячейках РУ 220 кВ от АТГ 500 кВ производим с учетом их перегрузочной способности, будет равен:

$$I_{\text{МАК(220кВ)}} = \frac{S_{\text{Н.АТГ 500кВ}} \cdot K_{3.АВ.}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н.АТГ(СН)}}} \quad (57)$$

$$I_{\text{МАК(220кВ)}} = \frac{167000 \times 3 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2104 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАК(220кВ)}} = \frac{167000 \times 3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1840 \text{ А}$$

Для применение выбранных типов провода на участках РУ 220 кВ сечение ошиновки проверяется по условию коронирования, на термическую и электродинамическую стойкость к максимальному току КЗ:

4.1.2.1 Проверка ошиновки ОРУ 220 кВ (1хАС-300/39, 2хАС 500/64) на термическую стойкость

$$Q_{\text{min(220кВ)}} = 10330 \cdot \frac{\sqrt{0,01+0,041+0,035}}{90} = 33,66 \text{ мм}^2$$

Выполняется условие

$$Q_{\text{min(220кВ)}} \leq Q_{\text{провода}}$$

$$33,66 \text{ мм}^2 \leq 300 \text{ мм}^2$$

$$33,66 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2$$

Сечение проводов удовлетворяют требованию термической стойкости к воздействию токов КЗ.

4.1.2.2 Проверка ошиновки ОРУ 220 кВ (1хАС-300/39, 2хАС 500/64) на электродинамическую стойкость

При больших токах короткого замыкания провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами. Сближение токопроводов может быть определено следующим методом.

Определяем усилие от длительного протекания тока однофазного короткого замыкания, Н/м:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{\Pi,0}^{(1)2}}{D} \cdot 10^{-7} \quad (58)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 10330^2}{4} \cdot 10^{-7} = 4,02 \text{ Н/м}$$

Определяем силу тяжести 1 м токопровода, Н:

- для ошиновки, выполненной одним проводом 1хАС -300/39

$$g = 11,102 \text{ Н}$$

- для ошиновки, выполненной одним проводом 2хАС -500/64

$$g = 18,15 \text{ Н}$$

$m = 1,132 \text{ кг}$ (АС 300/39), количество проводов фазе – 1

$m = 1,852 \text{ кг}$ (АС 500/64), количество проводов фазе – 2

$$\frac{f}{g}(\text{АС } 300) = \frac{4,02}{11,102} = 0,447$$

$$\frac{f}{g}(\text{АС } 500) = \frac{4,02}{18,15} = 0,273$$

Задаваясь стрелой провеса – h (по типовым проектам), определяем параметр $\sqrt{h}/t_{\text{эк}}$

По типовому проекту для самого длинного участка для ошиновки, выполненной одним проводом АС 300/39 стрела провеса $h=1,35$ м, для ошиновки, выполненной 2х АС 500/64 стрела провеса $h=1,39$ м ;

$$t_{\text{эк}} = 0,05 + 0,05 = 0,1$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} (\text{АС 300}) = \frac{\sqrt{1,35}}{0,1} = 11,62$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} (\text{АС 500}) = \frac{\sqrt{1,39}}{0,1} = 11,79$$

По диаграмме, в зависимости от f/g и $\sqrt{h}/t_{\text{эк}}$, определяем параметр b/h из которого рассчитываем отключение провода b

$$\text{Находим по диаграмме } b/h(\text{АС 300}) = 0,12, b/h(\text{АС 500}) = 0,075$$

$$b(\text{АС 300}) = 0,12 \cdot h = 0,12 \cdot 1,35 = 0,162 \text{ м}$$

$$b(\text{АС 500}) = 0,12 \cdot h = 0,075 \cdot 1,39 = 0,104 \text{ м}$$

Найденное значение b сравнивают с максимально допустимым:

$$b_{\text{доп}}(\text{АС 300}) = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} \tag{59}$$

$$b_{\text{доп}}(\text{АС 300}) = \frac{4-0,024-0,795}{2} = 1,513$$

$$b_{\text{доп}}(2\text{хАС 500}) = \frac{D-(nxd+L_p)-a_{\text{доп}}}{2} \tag{60}$$

$$b_{\text{доп}}(2 \times \text{АС } 500) = \frac{4 - (2 \times 0,306 + 0,2) - 0,95}{2} = 1,394$$

Для ОРУ 500 кВ $a_{\text{доп}} = 2$ м

$$b(\text{АС } 300) = 0,162 \text{ м} < b_{\text{доп}} = 1,513 \text{ м}$$

$$b(\text{АС } 500) = 0,104 \text{ м} < b_{\text{доп}} = 1,394 \text{ м}$$

(схлестывание не произойдет)

4.1.2.3 Проверка ошиновки 220 кВ (1хАС-300/39, 2хАС 500/64) на коронирование

При напряжении 110 кВ и выше гибкие проводники необходимо проверять на коронирование.

Шины 220 кВ в участках нового ОРУ 220 кВ, выполненные проводами 1 х АС 300/39, $I_{\text{п},0} = 10,33$ кА, $t_3 = 0,05$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (62)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,628 \text{ кВ/см}$$

В случае, если ошиновка выполнена одним проводом, максимальное напряженность электрического поля вокруг провода определяется по выражению, кВ/см:

$$E_{\text{НЕРАСЩ}} = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭК}}}} \quad (62)$$

$$E_{\text{НЕРАСЩ}} = k \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,74 \text{ кВ/см}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода будет не более $0,9 E_0$. Таким образом, условие проверки на корону можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E_{\text{нерасщ}} = 1,07 \cdot 24,74 = 26,472 \text{ кВ/см} \leq 0,9 E_0 = 0,9 \cdot 31,63 = 28,467 \text{ кВ/см}$$

УСЛОВИЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Ошиновка, выполненная одним проводом АС 300/39 коронировать не будет.

Для унификации принимаем ошиновку 220 кВ в открытых участках РУ 220 кВ одним проводом сечением АС 300/39.

Ошиновка 220 кВ в участках нового ОРУ 220 кВ, выполненные проводами 2 х АС-500/64, $I_{\text{п},0} = 10,33 \text{ кА}$, $t_3 = 0,05$

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (63)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,53}}\right) = 30,852 \text{ кВ/см}$$

В случае, если ошиновка выполнена одним проводом, максимальное напряженность электрического поля вокруг провода определяется по выражению, кВ/см:

$$E_{\text{РАСЩ}} = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эк}}}} \quad (64)$$

$$E_{\text{РАСЩ}} = 1,153 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{2 \cdot 1,53 \cdot \lg \frac{612}{5,53}} = 14,98 \text{ кВ/см}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода будет не более $0,9 E_0$. Таким образом, условие проверки на корону можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E_{\text{расщ}} = 1,07 \cdot 14,98 = 16,023 \text{ кВ/см} \leq 0,9 E_0 = 0,9 \cdot 30,852 = 27,767 \text{ кВ/см}$$

УСЛОВИЕ ВЫПОЛНЯЕТСЯ

Ошиновка, выполненная двумя проводом АС 500/64 коронировать не будет.

Для унификации принимаем ошиновку 220 кВ в линейных ячейках проводом сечением АС 300/39, в открытых участках РУ 220 кВ одним проводом сечением АС 300/39.

4.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей 500 кВ производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

2) по длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном выкл}}$$

Для линейных присоединений 3-мя проводами АС-330/43, значения максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме для этих линий, в соответствии СТО 56947007-29.240.55.143, при температуре воздуха $+25^\circ\text{C}$, для диапазона широт $50-60^\circ$ с. ш.:

$$I_{\text{махВЛ(3хАС 330)АД}} = 3159 \text{ А}$$

Расчетный рабочий максимальные ток на шунтирующем реакторе 500 кВ составляют:

$$I_{\max\text{ШР}} = 208 \text{ А}$$

Выбор оборудования выполняем с учётом пропускной способности линии, с учётом максимальных токов по присоединениям.

Выбор выключателей производим по наибольшему значению I_{\max} .

Исходя из вышеперечисленного предельно допустимое значение максимального рабочего тока составляет:

$$I_{\max} = 3159 \text{ А}$$

Номинальное значение рабочего тока выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей, с учетом соображений унификации для всего РУ 500 кВ.

Принимаем ближайшее из допустимых:

$$I_{\text{НОМ ВЫКЛ}} = 3150 \text{ А}$$

Так как данное значение номинального тока выключателя незначительно меньше пропускной способности линии по проводу, рабочие максимальные толки по линии гораздо меньше пропускной способности и завышать значение не имеет смысла.

3) по отключающей способности:

$$I_{\text{П,т}} \leq I_{\text{о,ном}}$$

где $I_{П,\tau}$ – действующее значение тока короткого замыкания для произвольного момента времени, кА;

$I_{о,ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Действующее значение тока короткого замыкания для произвольного момента времени в цепи, питающейся от шин неизменного напряжения равно:

$$I_{П,\tau} = I_{П,0} = \text{const}$$

где $I_{П,0}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания. Для оборудования 500 кВ принимается большее значение из трёхфазного и однофазного токов короткого замыкания, кА. Значения токов короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Даурия составляет:

– трёхфазный $I_{П.0.}^{(3)} = 3,69$ кА;

– однофазный $I_{П.0.}^{(1)} = 3,92$ кА;

Максимальное значение согласно расчетам составляет:

$$I_{П,\tau} = 3,92 \text{ кА}$$

Номинальное значение тока отключения выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей, с учетом соображений унификации для всего ОРУ принимаем:

$$I_{отк,ном} = 31,5 \text{ кА}$$

$$3,92 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Проверяем возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}}$$

где $I_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания, кА,
 $I_{a,\text{НОМ}}$ – нормированное значение аperiodической составляющей, кА

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П},\tau} \cdot \left(1 + e^{\frac{-\tau}{T_a}}\right) \quad (65)$$

$$I_{a,\tau} = 1,41 \cdot 3,92 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,035}{0,07}}\right) = 8,91 \text{ кА}$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta \cdot I_{\text{откл,НОМ}}}{100} \quad (66)$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{47 \cdot 31,5}{100} = 20,875 \text{ кА}$$

где β – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %.

$$8,91 \text{ кА} \leq 20,875 \text{ кА}$$

4) по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$$

где $I_{\text{терм.экв.}}$ – термически эквивалентный ток короткого замыкания, кА;

$I_{\text{терм.доп}}$ – ток термической стойкости выключателя, кА.

$$I_{\text{терм.экв.}} = I_{\text{П},\tau} \cdot \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{\text{откл.}}} \cdot \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл.}}}{T_a}}\right)} \quad (67)$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 3,92 \cdot \sqrt{1 + \frac{0,07}{0,09} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,07}}\right)} = 5,1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА.}$$

$$5,1 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

5) по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}},$$

где $I_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА

$I_{\text{д.доп}}$ – допустимый ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} \cdot k_{\text{уд.}} \tag{68}$$

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot 3,92 \cdot 1,867 = 10,35 \text{ кА}$$

$$I_{\text{д.доп}} = 80 \text{ кА.}$$

$$10,35 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Для установки в ОРУ 500 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-500-40/3150 УХЛ1.

Таблица 3 : Условия выбора и проверки выключателей 500 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{п,т}} = 3,92 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$

1	2	3
$I_{a,\tau} = 8,91 \text{ кА}$	$I_{a,\text{ном}} = 20,875 \text{ кА}$	$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{ном}}$
$I_{\text{терм.экв.}} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.доп}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп}}$
$I_{\text{уд.}} = 10,35 \text{ кА}$	$I_{\text{д.доп}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп}}$

Выбор выключателей 220 кВ производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) по длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном выкл}}$$

Типы проводов и кабелей, длительно допустимые токи по перезаводимых существующих ВЛ 220 кВ приняты согласно паспортам КВЛ.

Выбор номинального тока выключателей, устанавливаемых в линейных ячейках производим по АДТН соответствующего линейного присоединения, а во вводной ячейке от АТГ 500 кВ, на сборных шинах ОРУ 220 кВ и на шиносоединительном выключателе исходя из предельно допустимое значение максимального рабочего тока, который соответственно составляет:

$$I_{\text{max}} = 2104 \text{ А}$$

Максимальная аварийно допустимая токовая для ЛЭП 220 кВ составляет 986 А.

Исходя из вышеописанного целесообразно принять:

а) для вводных ячеек от АТГ 500 кВ на ОРУ 220 кВ и на шиносоединительном выключателе:

$$I_{\text{НОМ ВЫКЛ}} = 2500 \text{ А}$$

$$2104 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

б) для ячеек отходящих линий (ЛЭП 220 кВ);

$$I_{\text{НОМ ВЫКЛ}} = 1600 \text{ А}$$

$$1342(1341,1147) \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$$

3) по отключающей способности:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П},\tau} \cdot \left(1 + e^{\frac{-\tau}{T_a}}\right) \quad (69)$$

$$I_{a,\tau} = 1,41 \cdot 10,33 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,035}{0,07}}\right) = 20,63 \text{ кА}$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta \cdot I_{0,\text{НОМ}}}{100} \quad (70)$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{37 \cdot 31,5}{100} = 61,03 \text{ кА}$$

$$20,63 \text{ кА} \leq 61,03 \text{ кА}$$

4) по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 10,33 \cdot \sqrt{1 + \frac{0,035}{0,09} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,035}}\right)} = 12,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА.}$$

$$12,2 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

5) по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}}$$

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot 10,33 \cdot 1,752 = 25,6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{д.доп.}} = 80 \text{ кА.}$$

$$25,6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220-40/3150 УХЛ1.

Таблица 4 - Условия выбора и проверки выключателей 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{п,т}} = 10,33 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
$I_{\text{а,т}} = 20,63 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 61,03 \text{ кА}$	$I_{\text{а,т}} \leq I_{\text{а,ном}}$
$I_{\text{терм.экв.}} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.доп}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп}}$
$I_{\text{уд.}} = 25,6 \text{ кА}$	$I_{\text{д.доп}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп}}$

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей 500 кВ производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

2) по длительному току:

Максимальные рабочие токи по присоединению такие же, как и при выборе выключателей.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном разьед}}$$

$$I_{\text{max}} = 523(654) - 3159(810)$$

Номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.077-2011 из шкалы допустимых значений, с учётом соображений унификации для всего ОРУ.

Принимаем:

$$I_{\text{ном разьед}} = 3150 \text{ А.}$$

3) по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 5,1 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 16 \text{ кА.}$$

$$5,1 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА.}$$

4) по электродинамической стойкости:

$$I_{уд.} \leq I_{д.доп.},$$

$$I_{уд.} = 10,35 \text{ кА.}$$

$$I_{д.доп} = 40 \text{ кА}$$

$$10,35 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

Для установки в ОРУ 500 кВ выбираем разъединитель РГ-500.П/3150 УХЛ

1.

Таблица 5 : Условия выбора и проверки разъединителей 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{терм.экв.} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{терм.доп} = 16 \text{ кА}$	$I_{терм.экв} \leq I_{терм.доп}$
$I_{уд.} = 10,35 \text{ кА}$	$I_{д.доп} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq I_{д.доп}$

Выбор разъединителей 220 кВ производится по следующим параметрам:

1. по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$220 \geq 220 \text{ кВ}$$

2. по длительному току:

Максимальные рабочие токи по присоединению такие же, как и при выборе выключателей.

2.1 для вводных ячеек от АТГ1 500 кВ на ОРУ 220 кВ и в яч. шиносоединительного выключателя:

$$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$$

$$2104 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

2.2 для ячеек отходящих линий (ЛЭП 220 кВ)

$$I_{\text{НОМ ВЫКЛ}} = 2500 \text{ А}$$

$$1342(1341,1147) \text{ А} \leq 1600 \text{ А.}$$

Номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем из шкалы допустимых значений. Значение тока, указанное в скобках соответствует максимальному значению тока в автотрансформаторных ячейках.

3. по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}},$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 12,2 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 16 \text{ кА.}$$

$$12,2 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА.}$$

4. по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}},$$

$$I_{\text{уд.}} = 25,6 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{д.доп.}} = 40 \text{ кА}$$

$$5,6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем разъединитель РГН-220.П/3150-63 УХЛ1.

Таблица 6 : Условие выбора и проверки разъединителей 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{терм.экв.}} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.доп}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп}}$
$I_{\text{уд.}} = 25,6 \text{ кА}$	$I_{\text{д.доп}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп}}$

4.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- току $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$;

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

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;
- по термической стойкости: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \tag{71}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства:

- 1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$$
$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

- 2) по длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ ТТ}}$$

При выборе трансформаторов тока необходимо в качестве длительно допустимого тока принимать максимальный рабочий ток присоединения.

- 3) по термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 5,1 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА.}$$

$$5,1 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

4) по электродинамической стойкости:

$$I_{уд.} \leq I_{д.доп.},$$

$$I_{уд.} = 10,35 \text{ кА.}$$

$$I_{д.доп} = 80 \text{ кА}$$

$$10,35 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Для установки выбираем ТОГП-500П УХЛ1

Таблица 7 - Условия выбора и проверки трансформаторов тока 500 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{терм.экв.} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{терм.доп} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{терм.экв} \leq I_{терм.доп}$
$I_{уд.} = 10,35 \text{ кА}$	$I_{д.доп} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq I_{д.доп}$

Таблица 8 : Условия выбора и проверки трансформаторов тока 220 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{терм.экв.} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{терм.доп} = 16 \text{ кА}$	$I_{терм.экв} \leq I_{терм.доп}$
$I_{уд.} = 25,6 \text{ кА}$	$I_{д.доп} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq I_{д.доп}$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [19].

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,2.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки, конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности и вторичной нагрузке.

Марка, мощность и количество запитанных от ТН НДЕ-М-500 приборов вторичной нагрузки, показаны в таблице 9.

Таблица 9 -Измерительные приборы и приборы учёта

Наименование прибора	Прибор	$S_{обм}$, ВА	Число обмоток	cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7 КТ 30	5	3	1	0	1	4,5	0
Варметр	7 КТ 30	5	3	1	0	1	13,5	0
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2,4	2	0,38	0,925	4	1,82	4,44
Счетчик РЭ								
Сумма							22,4	5,92

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (72)$$

$$S_p = \sqrt{22,43^2 + 5,92^2} = 23,2 \text{ А}$$

Условие выбора, каталожные и расчетные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Проверка выбранных ТН-500

Тип	Условие выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
НДЕ-М-500-ХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}=500 \cdot \sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{уст}}=110 \cdot \sqrt{3}$
	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$	$S_{2\text{ном}}=200$ ВА	$S_{2\text{расч}}=23,3$ ВА

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.6 Выбор жестких шин

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм, $S=200$ мм², с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540$ А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \tag{73}$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q \frac{\sqrt{B_k}}{C_m \min}, \tag{74}$$

где $C_m = 91 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [13].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным 104.13 кА²·с рассчитанного для вводного выключателя.

$$q \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} \min \text{ мм}^2.$$

Так как $q_{\min} < q$, следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5$ м [19].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (75)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 ;

J – момент инерции шины, который согласно [19] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12}; \quad (76)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4;$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a}, \quad (77)$$

где $i_{y0}^{(3)2}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [19].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (78)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{10 \text{ max}} = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (79)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$M \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma \frac{M}{W_{max}}, \quad (80)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6}; \quad (81)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33; \text{ см}^3;$$

$$\sigma \frac{21,56}{1,33} \text{ Мпа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 85 \text{ МПа}$, [19], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

4.7 Выбор опорных изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (82)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (83)$$

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

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75 кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250Н.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (84)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (85)$$

$$k_h = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2.$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46Н.$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{дон} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нро}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20 кА;

– удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{пи}$ длительностью $T_{пи}=2000\text{мкс}$, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост к}$, кВ. Коммутационный импульс тока I_k имеет временные параметры 30/60 мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{ост г}$. Грозовой импульс тока I_g имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{пи}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$, мм.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального

допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети}, \quad (86)$$

$$U_{н.р.} = 1,5 \cdot 500 = 575кВ.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [22].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (87)$$

$$U_{расч} = \frac{575}{1,48} = 388,5кВ.$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-500/336/20/5УХЛ1.

Энергия, выделяемая в ограничителе:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (88)$$

где U – Величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распределения волны рассчитывается по следующей формуле

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (89)$$

где β - коэффициент затухания волны;

c - скорость распространения волны;

l – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 1,1 \text{ мкс}$$

Поглощаемая энергия

$$\mathcal{E} = \left(\frac{1350 - 1210}{288} \right) \cdot 1210 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 2588,1 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (90)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{2588,1}{500} = 5,18 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный:
ОПН-П1(2)-500/336/20/5УХЛ1.

Результаты выбора ОПН представлены в таблице 11.

Таблица 11 -Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПН-110/86/10/500-УХЛ1
Нормальное напряжение ОПН,кВ	420
Наибольшее длит.-допуст. рабочее напряжение, кВ	336
Номинальный разрядный ток, кА	20
Пропускная способность, А	1500
Удельная энергоёмкость, кДж/кВ	7,67

Выбранный ОПН имеет 4 класс энергоёмкости.

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ДАУРИЯ

5.1 Выбор и проверка заземления ПС Даурия

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

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

Заземляющее устройство подстанции 500/220 кВ подстанции Даурия должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС - глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос - опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны I принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L, = 5$ м с сечением $S_{пр.в} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{пол} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние

между горизонтальными заземлителями в принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-500 70 метров, длина 139 метров [5].

Для расчёта заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5) \quad (91)$$

$$S = (70+2\cdot 1,5)\cdot (139+2\cdot 1,5) = 4402 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

Выбор прутков проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_k^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (92)$$

где I_k -ток замыкания шин 500 кВ;

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

β – коэффициент, для стали равный 21;

$$I_k = 3 \cdot I_k^{(3)} \quad (93)$$

$$I_k = 3 \cdot 7,8 = 23,4 \text{ кА}$$

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{23400^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 107 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{м.с.}}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\Gamma} + S_{\text{ср}}) \quad (94)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + a_k \quad (95)$$

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

$$q_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{\text{т.с}} + q_{\text{кор}} < q_{\text{м.п}} \quad (96)$$

$$107 + 4,42 = 111,42 < 154$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_c} \quad (97)$$

где $r_c = 1,3$ Ом сопротивление системы трос-опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня)

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{экв.}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right) \quad (98)$$

где $\rho_{\text{экв.}}$ – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_B – диаметр электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, м;

T – глубина заложения, равновесия расстоянию от поверхности земли до середины электрода.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{экв.}} = K_c \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (99)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_c = 1,2$ – значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5...0,8

$$\rho_{\text{экв.}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,014} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

Определяем примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (100)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной.

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t} \quad (101)$$

где b – ширина заземлителя, м;

P – периметр контура, м;

η_Γ – коэффициент спроса горизонтального заземлителя

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 340} \cdot \ln \frac{2 \cdot 340^2}{0,04 \cdot 0,8} = 2,63 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (102)$$

$$n_B = \frac{16}{1,2 \cdot 0,47} = 28 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B+2 \cdot 1,5}{a} \quad (103)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м

Продольных:

$$n_b = \frac{28+3}{6} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{139+3}{6} = 24 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_r = 1548 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 4140 \text{ м}^2 \quad (104)$$

Средняя длина полос:

$$L_{cp} = (28+3+139+3)/2 = 86,5 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{1548}{86,5} + 1 = 19 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 24 полос по 73 метру и 6 полос по 142 метрам с 28 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

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

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{CP} \cdot R_B)} \quad (105)$$

$$R_{ОРУ} = \frac{1,2 \cdot 2,63}{0,5 \cdot (28 \cdot 2,63 + 19 \cdot 1,2)} = 0,07 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_{и} = 0,1 \text{ Ом}$$

$$0,1 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя ОРУ-500 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

5.2 Молниезащита ПС Даурия

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-500 выполненного по схеме четырёхугольник:

размеры ОРУ:

ширина - $C = 70 \text{ м}$;

длина - $B = 142 \text{ м}$;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах.
Принимаем высоту защищаемого объекта - линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=60$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 26$ м

Высота защищаемого объекта $h_x = 24,5$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 51 \quad (106)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 58,8 \text{ м} \quad (107)$$

$$r_{C0} = r_0 = 58,8 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (108)$$

$$h_{1CX} = 51 - (0,17 + 0,0003 \cdot 26) \cdot (26 - 60) = 57,4 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_x}{h_{1CX}} \quad (109)$$

$$r_{1CX} = 58,8 \cdot \frac{57,4 - 24,5}{57,4} = 34 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (110)$$

$$r_{1x} = 58,8 \cdot (1 - 0,62) = 31 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты расчёта зоны защиты молниеотводов.

Молниеотводы	L, м	h _{эф} , м	r ₀ , м	r _x , м	h _{сх} , м	r _{сх} , м
1	2	3	4	5	6	7
1 и 2	26	51	58,8	34	57,4	34
2 и 3	40				55	32,5
3 и 4	40				55	32,5
4 и 5	26				57,4	34
5 и 6	40				55	32,5
6 и 1	40				55	32,5

Вывод: при высоте молниеотвода в 60 метров обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;
- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;
- технологичности производства.

6.2 Защита силового трансформатора на базе микропроцессорного терминала RET670

Будет представлен расчет ДЗТ для автотрансформаторов 500 кВ на базе терминала АВВ БЭ2704 541. Методика расчета представлена на официальной странице НПП «АВВ». Проект методических указаний по расчёту [17] выполнен на основании руководящих указаний РЗА [12].

Первое, что необходимо сделать, это проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора, для этого определяем первичные номинальные токи:

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{S_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} \quad (111)$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{S_{\text{НОМСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМСН}}} \quad (112)$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{НОМНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} \quad (113)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 193 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 419 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1252 \text{ А.}$$

Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора с учётом уставки групп трансформаторов тока по схеме «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора: $K_{\text{сх}} = 1$ на всех сторонах трансформатора:

$$I_{\text{ВНВТ}} = \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot k_{\text{схВН}}}{k_{\text{ммВН}}} \quad (114)$$

$$I_{\text{СНВТ}} = \frac{I_{\text{НОМСН}} \cdot k_{\text{схСН}}}{k_{\text{ммСН}}} \quad (115)$$

$$I_{\text{ННВТ}} = \frac{I_{\text{НОМНН}} \cdot k_{\text{схНН}}}{k_{\text{ммНН}}} \quad (116)$$

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

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

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

По таблице 13 выбираем номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания.

Таблица 13 -Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме	Номинальный ток входа устройства	Относительная погрешность выравнивания
5÷20	5	0,03
1÷5	5	0,02
0,5÷1,0	1	0,02
0,125÷0,5	1	0,03
0,1÷0,125	1	0,05

Принимаем вторичные токи в диапазоне 1÷5 А. Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора:

На стороне ВН:

$$0,1 < \frac{I_{ВТ}}{I_{т.п.}} < 4 \quad (117)$$

$$0,1 < \frac{3,86}{5} = 0,77 < 4$$

На стороне СН: $0,1 < 0,84 < 4$

На стороне НН: $0,1 < 0,83 < 4$

Цифровое выравнивание (масштабирование) амплитуд (модулей) токов плеч осуществляется функцией дифференциальной защиты на базе задаваемых параметров защищаемого объекта (трансформатора, автотрансформатора, шунтирующего реактора) и коэффициентов трансформации ТТ. В условиях Российской Федерации со стороны ВН или СН по ряду причин часто применяются ТТ с первичным номинальным током, намного превышающим номинальный ток защищаемого объекта, поэтому для всех плеч необходимо

производить проверку по обеспечению цифрового выравнивания. По произведенной выше проверке мы видим, что условие выполняется.

Определяем расчетный коэффициент небаланса:

$$\text{Кнб. расч.} = \sqrt{(\text{Кпер} * e)^2 * [1 + 2(\Delta U_{\text{рег.}} + \Delta f_{\text{выр}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2} \quad (118)$$

где Кпер - коэффициент, учитывающий переходный процесс. Принимаем Кпер=1, по условию: для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА и при отсутствии подключенных токоограничивающих реакторов на НН;

e – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме.

Принимаем 0,1;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, выбранная по таблице 3.

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, принимается равной максимально возможному отклонению от нормального положения РПН. Принимаем +/- 16%.

$$\text{Кнб. расч.} = \sqrt{(1 * 0,1)^2 * [1 + 2 * (0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214$$

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{дмин}}$:

$$I_{\text{дмин}} = \text{Котс} * \text{Кнб. расч.} * \text{EndSection} \quad (119)$$

где Котс – коэффициент отстройки. Принимаем 1,2;

Кнб.расч – расчётный коэффициент небаланса;

EndSection – начальный тормозной ток. Принимаем 1,15 по рекомендации производителя устройства.

$$I_{\text{дмин}} = 1,2 * 0,214 * 1,15 = 0,295$$

Результаты расчетов и выбранных параметров сводим в таблицу 14.

Таблица 14 -Результаты расчета

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение по умолчанию	Выбранное значение
I_{T1}	о.е.	0,2-1,5	1,25	1,5
I_{dmin}	о.е.	0,1-0,6	0,3	0,4
I_{T2}	о.е.	1-10	3	2,4
Наклон 2 участка	%	10-50	40	45
Наклон 3 участка	%	30-100	80	58
I_{d0}	о.е.	1-50	10	23
Блок. токов 2 гармоники	%	5-100	15	15
Блок. токов 5 гармоники	%	5-100	25	25

По выбранным параметрам построим характеристику срабатывания ДЗТ

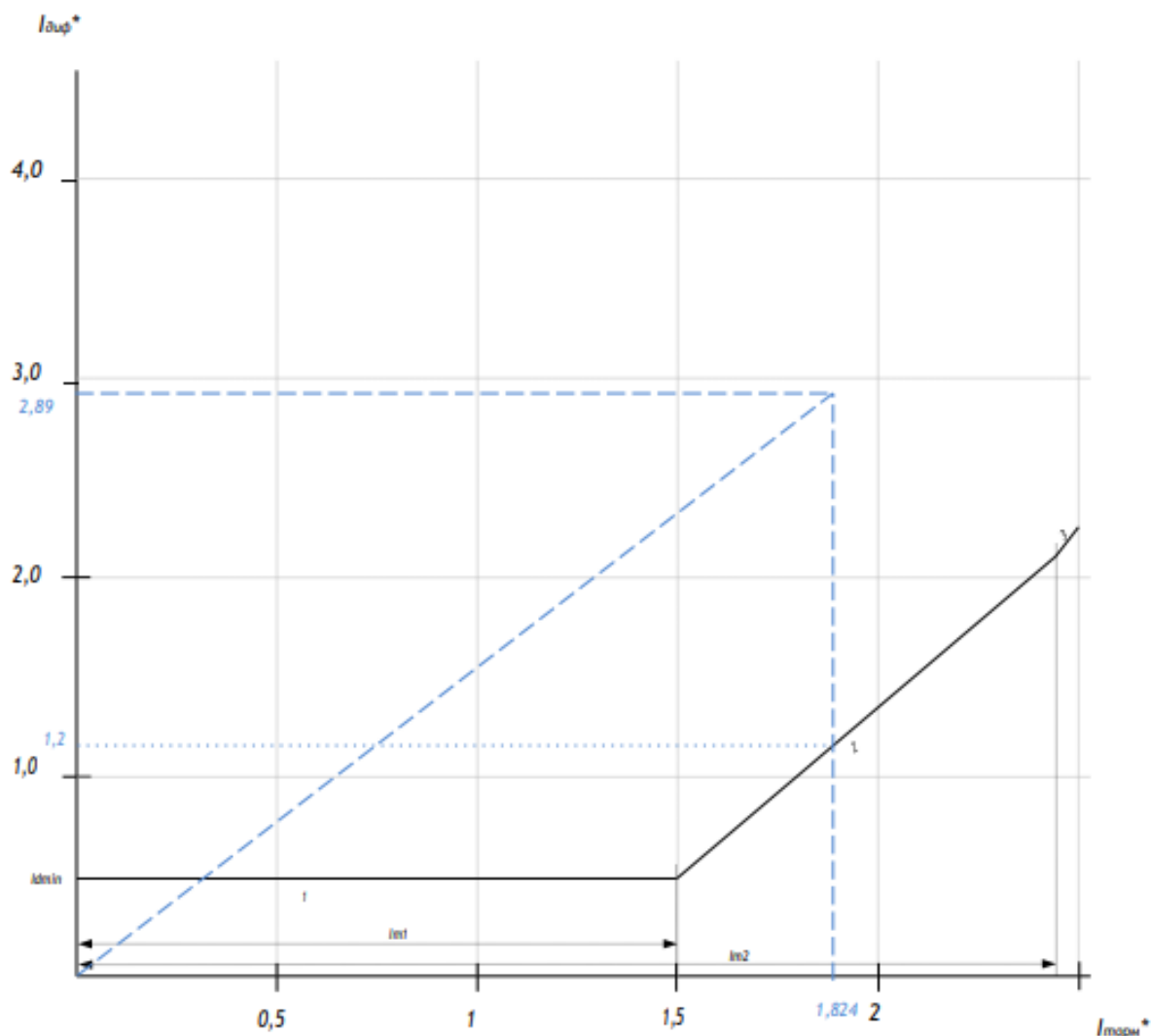


Рисунок 7 -Характеристика срабатывания ДЗТ

6.3 Дифференциальная защита шин

Для защиты ошиновки будем применять шкаф типа ШЭ2607 051 компании ООО НПП «ЭКРА».

Шкафы типов ШЭ2607 051, ШЭ2607 051 предназначены для защиты шин трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110 кВ до 750 кВ, для защиты шин напряжением 110 кВ и выше от одного или двух параллельно работающих генераторных и трансформаторных блоков, а также для защиты 63 шин с неподвижными соединительными элементами с электроприводом из числа максимум четырех соединений, подлежащих защите.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых наборов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного набора. Каждый набор включает в себя:

Тип Реле дифференциальной защиты для шинопроводов (SDR);

– трехфазные реле тока уровня в каждом соединении;

Индивидуальный трехфазный контроллер с двумя переключателями;

– реле минимального и максимального напряжения, которые реагируют на напряжение отключения;

– реле минимального и максимального напряжения, реагирующие на напряжения обратной последовательности;

– реле для контроля работоспособности электрических цепей;

– "Сенсация" Логическая защита шин;

– логика;

Основная тестовая логика;

– логика запрета АПВ;

Что нужно отключить и запустить схемы URS;

– схемы для защиты генератора;

– цепочки запретов APV.

Цепи переменного тока в корпусе позволяют подключать их к вторичным цепям основных трансформаторов тока с номинальным током 1 А или 5 А.

Дифференциальная токовая защита шин называется абсолютной избирательной защитой, которая основана на прямом сравнении значений тока и фаз всех соединений защищаемой шины. Для правильной работы защиты соединения ТТ должны быть установлены за переключателями. Зона защиты ограничена местом, где производятся соединения ТТ.

Каждое звено образует так называемое "плечо" дифференциальной защиты. Для всех "плеч" защиты целесообразно использовать ТТ с одинаковыми коэффициентами конверсии.

При использовании ТТ с различными коэффициентами преобразования принимаются меры для компенсации токов в "плечах" дифференциальной

защиты. Когда защитное устройство подключается к ТТ-соединениям, положительное направление потока принимается за направление на защищаемый объект.

Когда происходит короткое замыкание в зоне защиты (на шинах), общий вторичный ток ТТ (называемый дифференциальным током) равен току короткого замыкания. ДТО срабатывает, когда дифференциальный ток превышает установленное значение.

При выборе параметров остановки шины устанавливаются параметры срабатывания реле, выдержки и положения программируемых кнопок.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки $W1 = 16$ с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На $W1=1$ виток обеспечивается диапазон токов 4-16 А, на $W1=4$ витка обеспечивается диапазон токов 1-4 А, на $W1=16$ витков обеспечивается диапазон токов 0,25-1 А.

Необходимо произвести расчёт базисных токов присоединений ТТ в следующей последовательности:

1) главные ТТ присоединений располагаются в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;

2) при $I_{ном} = 1$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимаем $I_{баз} = 1,001$;

3) при $I_{ном} = 5$ А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ($K_{ТТ1}$) принимаем $I_{баз} = 5,000$;

4) базисные токи присоединений с меньшим коэффициентами трансформации ($K_{ТТ2}$) определяются с помощью выражения:

$$I_{БАЗ2} = \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}} \cdot I_{БАЗ1} \quad (120)$$

$$I_{БАЗ2} = \frac{200}{30} \cdot 5 = 33,3 \text{ А.}$$

Для всех присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений в соответствии с таблицей 15 производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов.

Таблица 15 - Выбор витковых входных ТТ терминала БЭ2704V051

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов			
		ВН1	ВН2	ГТ-1	ГТ-2
1,001-4,00	А	X2:2-X2:5	X2:7-X2:10	X1:2-X1:5	X1:7-X1:10
	В	X2:12-X2:15	X2:17-X2:20	X1:12-X1:15	X1:17-X1:20
	С	X2:22-X2:25	X2:27-X2:30	X1:22-X1:25	X1:27-X1:30
4,001-16,00	А	X2:4-X2:5	X2:9-X2:10	X1:4-X1:5	X1:9-X1:10
	В	X2:14-X2:15	X2:19-X2:20	X1:14-X1:15	X1:19-X1:20
	С	X2:24-X2:25	X2:29-X2:30	X1:24-X1:25	X1:29-X1:30

6.4 Максимальная токовая защита

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

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

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

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{k_{\text{над}} \cdot k_{\text{сам.зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р,мах}} \quad (121)$$

где $k_{\text{над}}$ - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{\text{сам.зап.}}$ - коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{\text{р.макс.}}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток на ВН:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (122)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 193 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 193 = 681,18 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{МТЗ}}}{K_{\text{т}}} \quad (123)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 681,18}{300/5} = 19,66 \text{ А.}$$

Принимаем реле тока РТ 40/20. Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (124)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{972}{681,18} = 1,43.$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ - минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение $K_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования). Так как коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$, условие выполняется.

На стороне СН трансформатора аналогично в соответствии с ():

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 419 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 419 = 1478,82 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1478,82}{800/5} = 16,01 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = 1,73.$$

Принимаем реле тока РТ 40/20.

6.5 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки, согласно ПУЭ, устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при

симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки. Для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (125)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85..

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 193 = 238,41 \text{ А.}$$

На сторонах СН и НН принимаем аналогичный расчёт:

$$I_{\text{сз.СН}} = 517,59 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.НН}} = 1546,59 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{\text{вторВН}} = 3,86 \text{ А;}$$

$$I_{\text{вторСН}} = 4,19 \text{ А};$$

$$I_{\text{вторНН}} = 4,17 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

6.6 Защита от неполнофазного режима в питающей сети

Защита от неполнофазного режима (ЗНР), предназначена для ликвидации неполнофазного режима линии, возникшего при отключённом положении одного выключателя линии (выключатель отключён или выведен в ремонт) и неполнофазном режиме другого выключателя этой линии. Действует при наличии несимметрии тока нагрузки ВЛ (ток $3I_0$), превышающем ток срабатывания последней ступени ТНЗНП, с выдержкой времени на отключение трёх фаз ВЛ с запретом ТАПВ. Выдержка времени ЗНР автоматически увеличивается при срабатывании устройства ОАПВ для отстройки действия защиты от неполнофазного режима в цикле ОАПВ.

Эта защита предусматривается для ликвидации неполнофазного режима на ВЛ, возникающего в результате возможного отказа одной из фаз выключателя при операции отключения.

Пуск защиты осуществляется по факту срабатывания защиты от непереключения фаз одного выключателя с контролем отключенного положения второго выключателя и наличия тока нулевой последовательности. ЗНР имеет, как и ЗНФ выключателя, две выдержки времени: меньшую 0,55 сек при недействии ОАПВ и большую (1,8 – 2,3) сек при работе ОАПВ. В обоих случаях выдержка времени ЗНР выбирается на 0,3 сек большей, чем выдержка времени ЗНФ, поскольку действием ЗНФ может быть ликвидирован неполнофазный

режим. Защита действует на отключение данной линии с запретом ТАПВ, пуск В.Ч. сигнала телеотключения с запретом ТАПВ и на останов В.Ч. передатчика основной защиты, обеспечивая отключение линии с противоположного конца с запретом ТАПВ.

Автоматическое ускорение вводится автоматически на время 0,5 сек при включении выключателей линии ключом управления или устройством ТАПВ при отсутствии напряжения на включаемой линии.

При вводе автоматического ускорения производится:

- перевод 2 -ой ступени ДЗ на действие без выдержки времени;
- перевод 3-ей ступени НТЗНП на отключение без выдержки времени с одновременным шунтированием органа направления мощности, т.е. НТЗНП становится ненаправленной;
- перевод на самостоятельное действие избирательных органов ОАПВ;
- перевод быстродействующих защит (ДФЗ, 1-ая ступень НТЗНП и ДЗ, токовая отсечка) на отключение 3-х фаз через схему ОАПВ.

Эта защита предусматривается для ликвидации неполнофазного режима на ВЛ, возникающего в результате возможного отказа одной из фаз выключателя при операции отключения.

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального.

6.7 Расчёт уставок по времени.

Выдержки времени, необходимые для конфигурирования устройства приведены в таблице 16.

Таблица 16 -Выдержки времени

Уставка	Диапазон, с	Описание	Рекомендуемые значения
$T_{удерж}$	0,1-10	Минимальное время удержания выходных реле при срабатывании ДЗШ или УРОВ	Расчетное выражение
Точ.АПВ	0,1-30	Длительность режима ПВ ДЗШ в режиме АПВ	Расчетное выражение
$T_{блок.ДЗШ}$	0,05-1	Время блокировки ПО при опробовании присоединений «с открытием плеча»	В 2 раза превышает время отключения наиболее инерционного выключателя защищаемых шин.
Точ.	0,05-1	Длительность режима повторного включения ДЗШ при оперативном опробовании	В 2 раза превышает время срабатывания ДЗШ. Рекомендуется принять 0,1 с.
$T_{кцт}$	0,05-30	Время срабатывания алгоритма контроля исправности	Расчетное выражение

При срабатывании ДЗШ проводится отключения ряда присоединений, подключенных к данной секции шин. За счет не одновременности отключения выключателей отдельных присоединений в ходе отключения КЗ меняется режим работы защищаемого объекта с перераспределением токов КЗ, что может привести к несанкционированному срыву сигнала срабатывания ДЗШ. Аналогичное может быть происходить и при действии УРОВ. Для исключения

неполного отключения защищаемого объекта сигнал срабатывания ДЗШ или УРОВ запоминается на время удерживания выходов реле ТУД, которое должно перекрывать время отключения самого инерционного выключателя, отключаемого при срабатывании ДЗШ или УРОВ:

$$T_{уд} = T_{откл.макс} + T_{зап} \quad (126)$$

$$T_{уд} = 0,055 + 0,2 = 0,255$$

где $T_{откл.макс}$ – максимальное время отключения самого инерционного выключателя;

$T_{зап}$ – время запаса, принимается равным 0,2 с.

Режим повторного выключения ДЗШ в режиме АПВ вводится автоматически по факту срабатывания ДЗШ. Повторное включение должно перекрывать время срабатывания АПВ ТСР. АПВ и время последующего срабатывания ДЗШ ТСР. ДЗШ в случае неуспешного АПВ:

$$T_{оч.АПВ} = T_{ср.АПВ} + T_{ср.ДЗШ} + T_{зап} \quad (127)$$

$$T_{оч.АПВ} = 0,1 + 0,4 + 0,15 = 0,65$$

где $T_{ср.АПВ}$ – время срабатывания АПВ;

$T_{зап}$ – время запаса, принимается равным 0,4 с;

$T_{ср.ДЗШ}$ – время срабатывания ДЗШ, принимается равным 0,1 с.

Алгоритм контроля исправности цепей тока фиксирует длительное наличие дифференциального тока, превышающего $I_{нб.по}$. Значение $I_{нб.по}$ отстроено, согласно, от небаланса в нагрузочном режиме, поэтому небаланс при внешних КЗ может превышать значение $I_{нб.по}$. Соответственно, уставку по

времени срабатывания алгоритма контроля исправности цепи тока ТКЦТ необходимо отстроить от максимального времени отключения внешнего КЗ с учетом времени срабатывания самой медленнодействующей резервной защиты всех присоединений к сборным шинам:

$$T_{\text{КЦТ}} = \max(T_{\text{СР.РЗ}}) + T_{\text{ЗАП}}$$

где $T_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, учитывающее, в числе прочего, время отключения выключателя, принимается равным 0,3 с.

$\max(T_{\text{СР.РЗ}})$ – максимальное время срабатывания самой медленнодействующей резервной защиты всех присоединений.

Допустимо без расчета принять $T_{\text{КЦТ}} = 7$ с.

6.8 Отработка ситуации с отказом выключателя (УРОВ)

Благодаря принципу работы системы защиты шин, топология подстанции может регулироваться в условиях отказа выключателя (50BF).

Возможны несколько вариантов реализации схемы УРОВ. В общем случае они зависят от конструкции и схемы первичных соединений подстанции:

Внутренний пуск УРОВ, т.е. пуск от дифференциальной защиты шин,

Внешний пуск УРОВ, например, от защит присоединений, с использованием интегрированной в Р746 функции УРОВ (50BF) для определения отказа выключателя и реализации процедуры необходимых отключений

Самостоятельные (отдельные) УРОВ действующие на отключение смежных с отказавшим выключателей через защиту шин (например, такие устройства как RET 670)

Логика схемы УРОВ использует быстродействующие детекторы минимального тока для проверки отсутствия протекающего по присоединению тока. Эти органы (детекторы) возвращаются за время не более чем 15мс, что делает возможным применения Р746 на всех уровнях напряжения (подстанции). Поскольку орган контроля максимального тока может быть также использован

для (логической) блокировки при выполнении резервных защит, имеется возможность сброса пусковых сигналов органов максимального тока сразу после истечения выдержки времени таймера УРОВ. Это позволяет сохранить в работе вышестоящую (расположенную ближе к источнику тока) резервную защиту путем снятия блокирующего сигнала поступающего от присоединения с отказавшим выключателем. Это также обеспечивает, что возможный риск повторного отключения при повторном включении выключателя будет минимален.

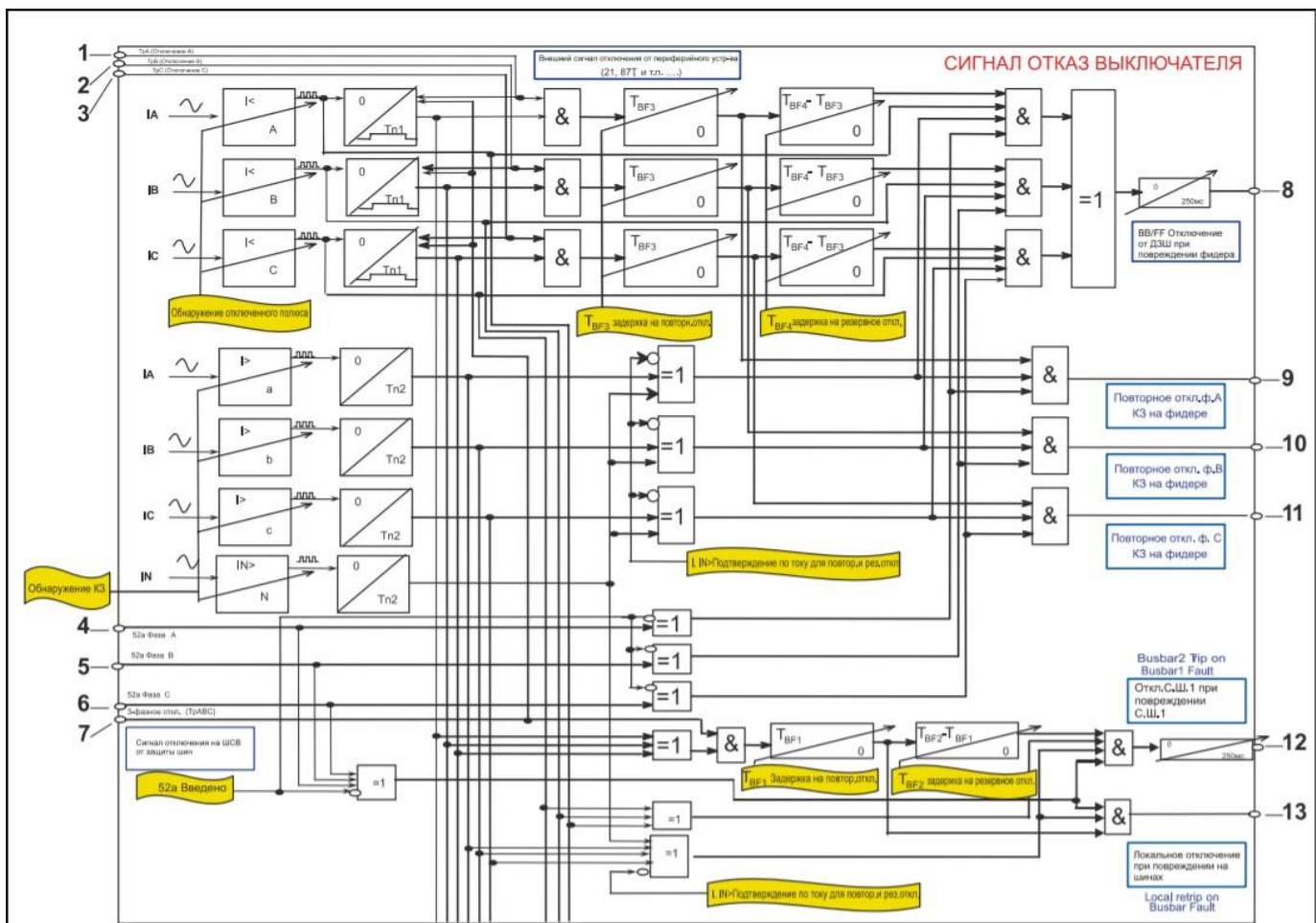


Рисунок 8 -Логика УРОВ

6.9 Газовая защита трансформатора

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного

потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более, следовательно для всех силовых трансформаторов ПС 500 кВ Даурия.;

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, PCT-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 PCT-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 масла в процесс работы контактора, является нормальным явлением.

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

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора;
- при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

6.10 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение – одно из средств автоматики, повторно включающее, отключившийся выключатель ввиду различных аварийных и стихийных обстоятельств через определённое время. Как однократного, так и двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах вплоть до 8 циклов АПВ).

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

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

неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

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

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{Г.П.}} + t_{\text{зап}}, \quad (128)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{д.с.}} - t_{\text{вкл.}Q} + t_{\text{зап.}} \quad (129)$$

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{защ.}2\text{мах}} - t_{\text{защ.}1\text{мин}} + t_{\text{откл.}Q2} - t_{\text{откл.}Q1} - t_{\text{вкл.}Qi} + t_{\text{д.с.}} + t_{\text{зап}} \quad (130)$$

где $t_{\text{Г.П.}}$ - время готовности привода, равное 0,5 с.;

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

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

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

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

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

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

$t_{\text{откл.}Q}$ - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с; $t_{\text{паузы}1}$ - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

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

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

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

Окончательно принимаем:

$$t_{АПВ} = 3,5 \text{ с.}$$

6.11 Автоматика АВР

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

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

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

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

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

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{с.р.1} = (0,25/0,4) \cdot U_{ном} \tag{131}$$

$$U_{c.p.1} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pз.макс} + \Delta t \quad (132)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pз.макс} + \Delta t \quad (133)$$

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

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

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

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

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

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_H \cdot k_B} \quad (134)$$

$$U_{cp2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ}$$

Выдержка времени однократного выключателя

$$t_{\text{РОВ}} = t_{\text{вкл. Q}} + t_{\text{зап}} \quad (135)$$

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

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

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

Окончательно:

$$U_{\text{ср2}} = 5,3 \text{ кВ.}$$

$$t_{\text{ср}} = 4 \text{ с.}$$

Устройство автоматического ввода резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме

работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 % номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

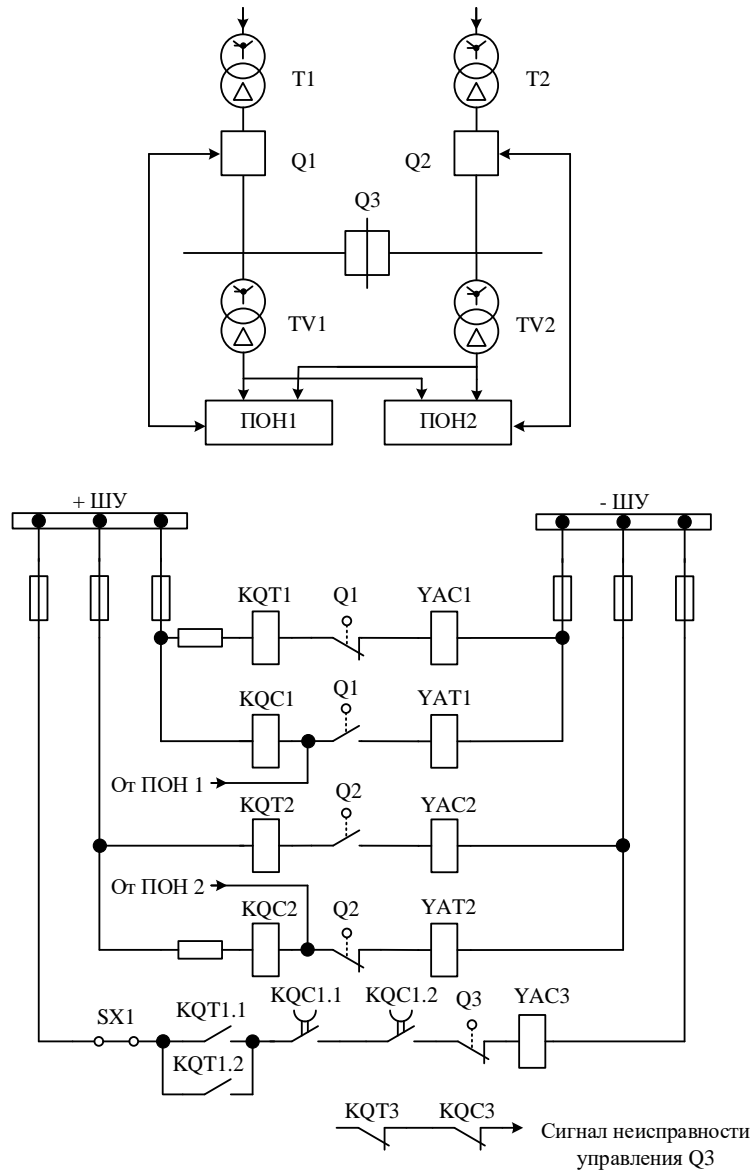


Рисунок 9 - Схема присоединения АВР

7 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС ДАУРИЯ

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ГПП собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно-отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных

ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «REL561».

8 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС ДАУРИЯ

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ГПП в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;

- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;

- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;

- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;

- подсистему сбора и обработки данных;

- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;

- подсистему дополнительных источников данных;

- подсистему представления данных пользователю;

- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального

времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ГПП.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

9.1 Расчет капитальных вложений в выбранное оборудование

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

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

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (136)$$

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

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

$K_{пр}$ - прочие затраты;

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции, $k_{инф} = 2,1$ (на цены 2023 г.) [26].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС Даурия:

$$K_{обр} = (1532 \cdot 8 + 1056 \cdot 8 + 1523 + 1100 + 1100 + 1100 \cdot 8 + 1015 \cdot 2 + 3100 \cdot 2) \cdot 1,7 = 70480 \text{ тыс.руб.} \quad (137)$$

Опираясь на тот факт, что стоимость оборудования составляет 50% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{70480}{0,50} = 141000 \text{ тыс.руб.} \quad (138)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 141000 = 63450 \text{ тыс.руб.} \quad (139)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 141000 = 7050 \text{ тыс.руб.} \quad (140)$$

Для ПС Даурия:

$$K_{обр} = (1532 \cdot 4 + 1056 \cdot 4 + 1100 + 1100 \cdot 4 + 2950 \cdot 2 + 1015 \cdot 2) \cdot 1,7 = 40430 \text{ тыс.руб.} \quad (141)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{40430}{0,50} = 80860 \text{ тыс.руб.} \quad (142)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 80860 = 36390 \text{ тыс.руб.} \quad (143)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ПР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 80860 = 4043 \text{ тыс.руб.} \quad (144)$$

Общие капиталовложения проектируемого участка сети:

$$K = 141000 + 63450 + 80860 + 36390 = 321700 \text{ тыс.руб.} \quad (145)$$

9.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – расходы, необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

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

$$I = I_{PЭ} + I_{AM}. \quad (146)$$

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

Экономическое содержание износа – потеря стоимости.

Выделяют следующие виды износа:

физический износ – изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

моральный износ 1-го рода – потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

моральный износ 2-го рода – потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

социальный износ – потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

экологический износ – потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (147)$$

где K – капиталовложения

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет) [26].

$$I_{AM} = \frac{321700}{20} = 16090 \text{ тыс. руб.} \quad (148)$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

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

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

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

$$I_{PЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (149)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,015$) [26].

$$I_{PЭ} = 0,015 \cdot 321700 = 4825. \quad (150)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I, \quad (151)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 321700 + 4825 = 37000 \text{ тыс. руб.}$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы развития релейной защиты и автоматики в связи с заходом воздушной линии 500 кВ и строительством подстанции Даурия напряжением 500/220 кВ и реконструкции ПС 220/110/35 кВ Сквородино. Необходимость в строительстве возникла в связи с большим износом оборудования и невозможностью подключать к существующей сети новых потребителей.

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по строительству подстанции 500/22- кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанции, так и в процессе эксплуатации [2].

10.1 Безопасность

10.1.1. Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке»

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

10.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и свод правил СП 51.13330.2011

«Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

10.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений,

изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

10.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.)

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими

рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

10.2 Экологичность

10.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ, реакторы), образующиеся в результате

его возгорания в аварийных ситуациях.

Этиммаслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

10.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС

10.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом.

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 500 кВ подстанции Даурия стоят два автотрансформатора трансформатора АОДЦТН-167000/500/220. Габариты трансформатора: длина $A=8,6$ м; ширина $B=5,3$ м; высота $H=9,9$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m=41$ т. Плотность масла $\rho=0,85$ т/м³

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

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

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{m}{\rho} = \frac{41}{0,85} = 48,2 \text{ м}^3 \quad (152)$$

Зная объём, который занимает масло, а также длина $A=8,6$ м; ширина $B=5,3$ м; высота $H=9,9$ м. до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприёмник и высоту маслоприёмника:

$$S_{\text{МП}} = (A+2\cdot\Delta)\cdot(B+2\cdot\Delta) \quad (153)$$

$$S_{\text{МП}} = (8,6+2\cdot1,5)\cdot(5,3+2\cdot1,5) = 96,3 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2\cdot(A+B)\cdot H \quad (154)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2\cdot(8,6+5,3)\cdot9,9 = 269,3 \text{ м}^2;$$

Объём маслоприёмника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объёма масла, залитого в трансформатор.

$$H_{\text{уровня}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} \quad (155)$$

$$H_{\text{уровня}} = \frac{48,2}{96,3} = 0,5 \text{ м}$$

Высота маслоприёмника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{уровня}} + h_{\Gamma} + h_{\text{ПЛ}} \quad (156)$$

где $H_{\text{уровня}}$ – высота уровня полного объёма масла;

h_{Γ} – толщина щебня;

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

$$H_{МП} = 0,5 + 0,25 + 0,075 = 0,825 \text{ м}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 9 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

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

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О} \quad (157)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ} \quad (158)$$

где t – нормативное время пожаротушения, $=1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$;

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

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 269,3 = 96928 \text{ л} = 96,95 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 48,2 + 0,8 \cdot 96,95 = 125,76 \text{ м}^3$$

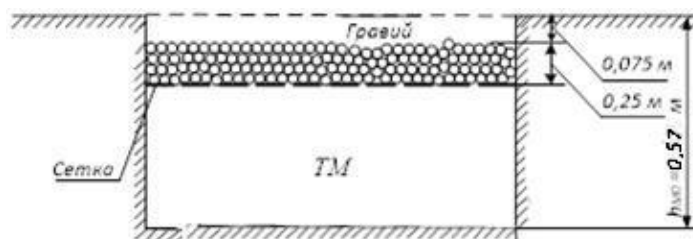


Рисунок 10 – Конструкция маслоприёмника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 96,3 м²; объём масла – 48,2 м³; глубина – 0,825 м; объём маслосборника -125,8 м³.

10.2.4 Расчёт шумового воздействия трансформатора

ПС 500 кВ Даурия находится в 1390 метрах от границ жилой зоны села, поэтому перед установкой автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно-гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населённых пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011)

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (159)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1 \cdot L} \quad (160)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука $ДУ_{LA}$, для который определяется для различных типов территорий,

дБА:

$$ДУ_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10\lg(2 \cdot \pi \cdot R_{min}^2) \quad (161)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (162)$$

Расчётные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 167$ МВА, $U_{НОМ} = 500$ кВ, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 112$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{PA\Sigma} = 10\lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 112}) = 115 \text{ Дба}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23:00 до 7:00 составляет 45 дБА

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(115-45)}}{2 \cdot \pi}} = 1261 \text{ м}$$

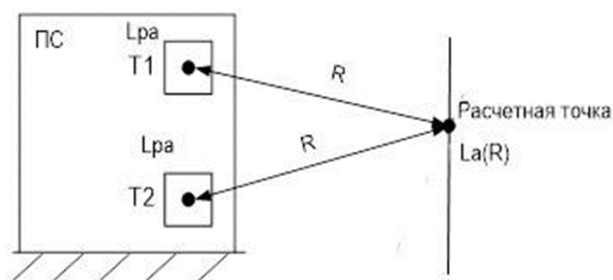


Рисунок 11 -Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки.

Таблица 17 – Исходные данные для расчёта

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора	Класс напряжения	Тип территории	Уровень звуковой мощности
3	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла (система охлаждения вида ДЦ)	167	500	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов	112

ПС 500 кВ Даурия находится на удалении более 1261 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно-гигиеническим нормативам.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

10.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре.

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам, и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные

знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально выделенных площадках, выполненных искусственным водонепроницаемым покрытием (бетон), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, установок, согласно функциональному назначению (проекту, технической документации), должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами.

Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены стораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их

ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслоборнике. В местах расположения маслоборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслоборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается

хранить не более 1 кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

10.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ:**

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих

материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

10.3.4 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии,

периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя. Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 500 кВ «Даурия». Итогом выполнения работы существует возможность применение данных решений на проектируемом объекте.

Целью проектирования был выбор устройств релейной защиты и автоматики, которая будет иметь низкую аварийность и хорошую чувствительность.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика;
- рассчитаны нагрузки;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- выполнен выбор защит ошиновки;
- произведен выбор защит трансформаторов на ПС Даурия;
- произведена релейная защита ПС Даурия;
- выбрана автоматика на подстанции
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ПС Даурия;

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.
- 2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.
- 3 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 6 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 7 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.
- 8 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.
- 9 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
- 10 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.

11 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.

12 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.

13 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

14 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.

15 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

16 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

17 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.

18 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

19 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

20 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

21 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.

22 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений».

Благовещенск 2015. - 105 с.

23 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий» [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

24 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.

25 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

27 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

28 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

29 Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

30 Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов. — Красноярск : СФУ, 2012. — 68 с. — ISBN 978-7638-2555-8. — Текст : электронный // Лань : электронно- библиотечная система. — URL: [https:// e.lanbook.com/ book/45692](https://e.lanbook.com/book/45692) (дата обращения: 10.04.2023).