

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

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушных линий
напряжением 110 кВ ПС Коболдо – ПС Албын №1, 2 и подстанции Албын в
связи с приростом нагрузки на ООО «Албынский Рудник»

Исполнитель
студент группы 842- об4 _____ А.С. Голубев
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 _____ А.Н. Козлов
подпись, дата

Благовещенск 2022

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
« _____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Голубева Александра Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушных линий напряжением 110 кВ ПС Коболдо – ПС Албын №1, 2 и подстанции Албын в связи с приростом нагрузки на ООО «Албынский Рудник»

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Нагрузка ООО «Албынский рудник», ведомость контрольного замера по ПС Албын, схема ПС 110/35/10 Албын.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика ООО «Албынский рудник», расчет электрических нагрузок, модернизация ПС Албын, 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 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, канд. техн. наук

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 11 рисунков, 16 таблиц, 28 использованных источника.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УСТАВКА, ТЕРМИНАЛ, ВСТАВКА, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена характеристика и расчет электрических нагрузок ООО «Албынский рудник». В ходе модернизации решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Албын; определены параметры заземляющих устройств ПС Албын, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты трансформаторов на ПС Албын расчет релейной защиты ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын и автоматика, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты. Произведен технико-экономический расчет.

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	8
1 Характеристика ООО " Албынский Рудник"	9
1.1 Краткое описание ООО "Албынский рудник"	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика центров питания	12
2 Расчёт электрических нагрузок	14
2.1 Расчёт высоковольтной нагрузки	14
3 Расчет токов короткого замыкания	20
3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110, 35, 10 кВ	20
4 Выбор и проверка оборудования на ПС Албын	27
4.1 Компенсация реактивной мощности	27
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Албын	28
4.3 Выбор и проверка выключателей	29
4.4 Выбор трансформатора тока	33
4.5 Выбор трансформатора напряжения	37
4.6 Выбор жестких шин	39
4.7 Выбор опорных изоляторов	41
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения	43
5 Молниезащита и заземление подстанции Албын	46
5.1 Заземление подстанции Албын	46
5.2 Защита от прямых ударов молнии	50
6 Релейная защита	53
6.1 Общие принципы построения защит	53
6.2 Защита силового трансформатора	54
6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	55
6.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	56
6.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	60

6.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты	61
6.7	Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»	63
7	Релейная защита ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын	66
7.1	Дифференциальная защита линии	66
7.2	Выбор уставки дифференциальной защиты	67
7.3	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	68
7.4	Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала	77
7.5	Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП	80
7.6	Автоматическое повторное включение	83
8	Выбор системы оперативного тока ПС Албын	87
9	Сигнализация на ПС Албын	90
10	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Албын	92
11	Технико-экономическое обоснование модернизации	96
12	Безопасность и экологичность	101
12.1	Безопасность	101
12.2	Производственная санитария	103
12.3	Техника безопасности	105
12.4	Экологичность	105
12.5	Чрезвычайные ситуации.	108
	Заключение	114
	Библиографический список	115

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня электроэнергетика во всем мире развивается крайне быстро и происходит рост не только нагрузок, но и повышение эффективности энергосистемы. Энергосистема должна обладать высоким уровнем надежности, быть устойчивой к аварийным ситуациям, обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии не только промышленным предприятиям но и коммунально-бытовым организациям, сельскому хозяйству. При аварийных режимах работы, возникают переходные процессы, которые не в силах отследить дежурный и обслуживающий персонал. Такие процессы длятся как правило секунды или десятые доли секунд. Чтобы отслеживать подобные явления управлять энергосистемой и не допускать развития аварии, используют устройства релейной защиты и автоматики. Производители устройств релейной защиты постоянно работают над совершенствованием своей продукции и на смену электромеханическим реле приходят устройства на основе микропроцессора, они уже давно показывают себя в мировой энергетике как быстрое, надежное и чувствительное решение. Микропроцессорные устройства обладают такими свойствами как многофункциональность, при должном уровне грамотности их удобно настраивать и эксплуатировать. Они выгодны с экономической точки зрения, так как снижают затраты на обслуживание и уменьшают ущерб при аварии за счет своего быстрого действия.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время территория Селемджинского района 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». Активное развитие и увеличение электропотребления до 2027 года связано с ростом объемов добычи руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра) Албынским рудником, простой которых грозит миллионными убытками.

Выпускная квалификационная работа посвящена вопросу модернизации устаревшей электромеханической релейной защиты на современное оборудование с микропроцессорами на ПС 110/35/6 кВ Албын и воздушных линий напряжением 110 кВ ПС Коболдо – ПС Албын №1, №2. Актуальность данного вопроса переоценить трудно, ведь нагрузка на растущем руднике с вводом нового высокомоощного оборудования возрастает, и повышается потребность в качественном и бесперебойно энергоснабжении предприятия, ведь новое оборудование стоит огромных денег и убытки от простоев такого оборудования или поломок колоссальны.

Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок в связи с увеличением нагрузки на ООО «Албынский Рудник»;
- расчет нагрузок на ПС Албын в целом с учетом нагрузки ООО «Албынский Рудник»;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Албын;
- выбор и проверка оборудования на ПС Албын;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбрать устройства РЗА трансформатора ПС 110/35/10 кВ Албын;
- выбрать устройства РЗА ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын;
- 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.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ООО " АЛБЫНСКИЙ РУДНИК"

1.1 Краткое описание ООО "Албынский рудник"

Золотоизвлекательная фабрика ООО «Албынский рудник» базируется на месторождении «Албын» в Селемджинском районе Амурской области.

Цель производства – добыча золота и серебра (попутно) из золотосодержащей руды участка «Кварцитовый» месторождения «Албын».

Разработчик проекта – ГК «Петропавловск».

Разработчик технологической части проекта – ГК «Петропавловск».

В соответствии с проектом добыча руды осуществляется открытым способом.

По технологическому типу руды месторождения разделяются на легкоцианируемые и упорные. К легкоцианируемым относятся окисленные и кварцитовые руды, которые перерабатываются по технологии прямого сорбционного цианирования на «Пусковом комплексе». Среднее содержание золота в товарной руде по проекту 4,75 г/т, серебра – 1,06 г/т. Извлечение золота из легкоцианируемых руд по проекту – 85,5 %.

Упорные руды (первичные) будут перерабатываться по флотационно-автоклавной схеме, предусмотренной в «Полном развитии».

Режим работы фабрики круглосуточный, 365 суток в год.

Готовой продукцией ЗИФ является катодный осадок, который перерабатывается в плавильном отделении ЗИФ-1 ООО «Албынский рудник» в слитки черного золота – сплав Доре. Товарной продукцией являются золотые и серебряные слитки производства аффинажного завода (ГОСТ 28058–89 и ГОСТ 28595–90).

Технология переработки золотосодержащей руды состоит из следующих основных стадий и операций:

- рудоподготовка, включающая в себя прием руды и ее крупное дробление;

- измельчение в две стадии в мельнице полусамоизмельчения и шаровых мельницах; при измельчении осуществляется первичное цианирование;
- сгущение измельченного материала перед цианированием;
- предварительное цианирование;
- сорбционное цианирование;
- регенерация смолы;
- электролиз;
- съем и сушка катодного осадка;
- складирование отвальных хвостов в хвостохранилище наливного типа и полный водооборот из хвостохранилища (неосновной, временный вариант – до полного ввода в работу узла фильтрации хвостов);

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

ООО "Албынский рудник" находится в Селемджинском районе Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Селемджинский район расположен в северо-восточной части Амурской области. На северо-востоке, юго-востоке и юге граничит с Хабаровским краем, на юго-западе и западе – с Мазановским районом и на северо-западе с Зейским районом. Район занимает обширную территорию 46,7 тыс. кв. км (12,9 % территории Амурской области). В районе 6 поселков городского типа и 4 сельских населенных пунктов.

Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

Территория Селемджинского района относится к бассейну среднего Амура и характеризуется густой речной сетью – 0,7-1,2 км/кв. км. Извилистость рек от слабой до умеренной. Условия стока в бассейне в целом благоприятные, что объясняется горным рельефом, относительно большими уклонами рек и густотой речной сети.

Климат района резкоконтинентальный с суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

Таблица 1 – Природно-климатические условия Селемджинского района Амурской области

Месяц	Температура воздуха в градусах		Кол-во осадков (мм.)	Снежный покров, см	Относительная влажность воздуха, %	Направление ветра	Скорость ветра м/сек	
	Много-летняя	Абсолютная						
		Мах.						Мин.
Январь	-30,8	-3,9	-49,8	5,7	29	71	ю-в	0,4
Февраль	-23,8	2	-47,8	3,6	34	70	с	0,8
Март	-12,6	10,4	-43	11,4	36	64	с	1,2
Апрель	-0,2	24,2	-29,5	27,2	19	60	с	2,1
Май	9,1	31,5	-7,9	52,2	-	59	с	2,3
Июнь	15,5	33,7	-4,2	94,2	-	74	с	1,4
Июль	19,1	37,1	2,1	127,5	-	81	с	1,6
Август	17,1	33,5	1,2	154,8	-	82	с	1,4
Сентябрь	9,5	29,5	-9	80,9	-	78	с	1,2
Октябрь	-1,1	27,1	-27,5	38,5	8	68	ю-з	1,3
Ноябрь	-17,1	7	-43,9	28,2	19	76	ю-з	1,3
Декабрь	-28,9	-2,9	-48,7	12,6	25	75	ю-в	0,7
Средние за год:	-3,6	37,1	49,8	636,8	-	-	-	-

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о довольно низкой среднегодовой температуре - 3,6° и особом режиме распределения осадков в течение года. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение трех летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, средняя глубина его 25-36 см, по северу района 53-60 см, лежит с октября по апрель. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, часты ливни. В этот период наблюдается повышение уровня воды в реке Селемджа и ее притоках до 3,5 м. С октября происходит заметное убывание количества осадков.

Ветровой режим тесно связан с общей циркуляцией атмосферы, в частности, с господствующим западным переносом воздушных масс, наблюдается общее преобладание ветров северо-западного направления, хорошо выражена и их сезонность. Зимой обычно бывают ветры северо-западные, а летом преимущественно южных румбов, слабые. Весной и осенью

при перестройке циркуляции атмосферы и смене направлений воздушных масс ветер становится порывистым, порой очень сильным. Если средние годовые скорости его 1-3,5 м/сек то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок, Селемджинский район относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/сек), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения ООО «Албынского рудника» является ПС Албын 110/35/10 кВ.

ПС Албын питается по двум воздушным линиям 110 кВ Коболдо – Албын I цепь и ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын II цепь. Распределительное устройство 110 кВ ПС Албын выполнено по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Распределительное устройство 35 и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН -25000/110/35/10 кВ.

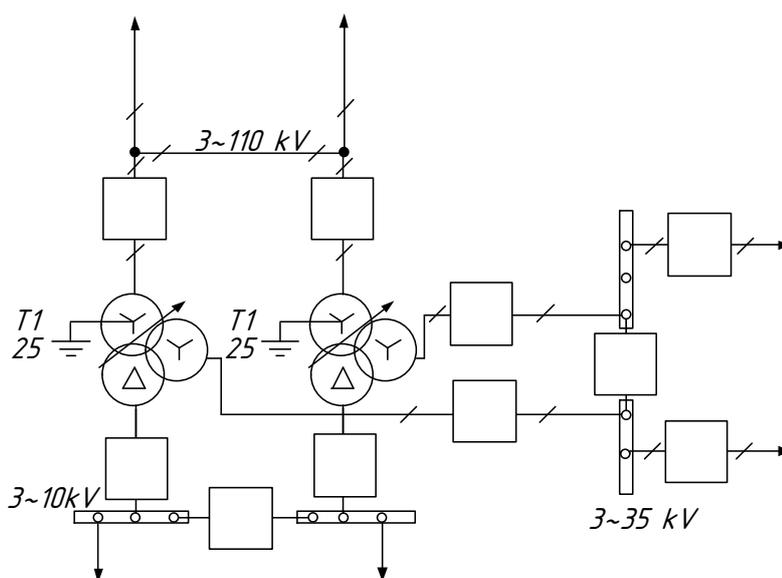


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Албын

Учитывая нагрузку на вводах 110 кВ ПС Албын согласно ведомостям зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. определим загрузку трансформаторов Т 1 и Т2 на ПС Албын:

$$K_{зТ1} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} \cdot 100\%;$$

$$K_{зТ1} = \frac{15,76}{25} \cdot 100\% = 63\%;$$

$$K_{зТ2} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} \cdot 100\%;$$

$$K_{зТ2} = \frac{10,18}{25} \cdot 100\% = 40,7\%.$$

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок на ООО «Албынский Рудник» необходим для выбора и проверки оборудования, трансформаторов, релейной защиты и автоматики на ПС Албын, которая питает данный рудник.

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:

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

Определение расчетной нагрузки:

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

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

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

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

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

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

$$P_{ром0} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{р\Sigma}; \quad (3)$$

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

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

$$P_{\text{ср.ВН}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}},$$

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

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

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

$\text{tg}\phi$ – 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:

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

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

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

$K_{з. Q_{\text{сд}}}$ – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

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

$$P_{\text{ср.ВН(двиг)}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}}, \quad (6)$$

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

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

(7)

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

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

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

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

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

$$Q_{СД(двиг)} = -\frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg \phi_{СД}}{\eta_{СД}};$$

(8)

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

$$Q_{СД(эксг)} = -\frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg \phi_{СД}}{\eta_{СД}};$$

(9)

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

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

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ дробильно-измельчительного отделения

№	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos j$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	СД	1x2000	0,8	0,85	1600	-1370
2	Мельницы	2x1600	0,75	0,8	2400	-1548
	Итого				4000	-2918

Расчетная полная активная и реактивная мощность, отнесенная к шинам низкого напряжения ПС Албын, 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 разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{O.M}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН} = 2067 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{расч.НН} = 826.8 \text{ кВар}.$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН} = 23720 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{СД} = -9490 \text{ кВар}.$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л} = 1860,31 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{расч.Л} = 454,12 \text{ кВар}.$$

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

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (10)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (11)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2}; \quad (12)$$

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

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

$$Q_{расч.ΣН} = \sum Q_{расч.ΣН} + \sum Q_{расч.Л.}; \quad (14)$$

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

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

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (15)$$

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

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (16)$$

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

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

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (17)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (18)$$

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

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

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

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ}, \quad (19)$$

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

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

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ}; \quad (20)$$

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

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2}; \quad (21)$$

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

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

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot \operatorname{tg} \phi; \quad (22)$$

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

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч. \text{ албын. рудн}} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2}; \quad (23)$$

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

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтралью - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная 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.

3.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110, 35, 10 кВ

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

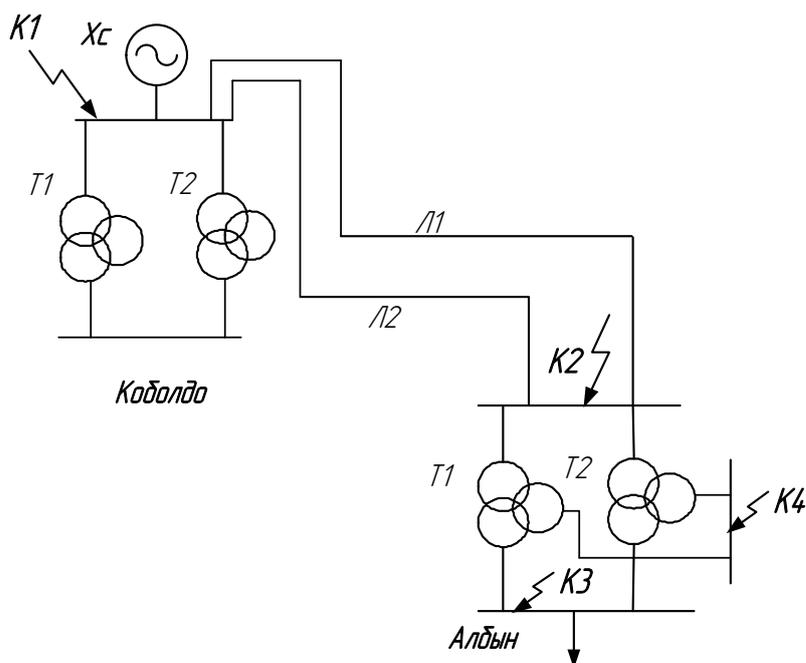


Рисунок 2 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

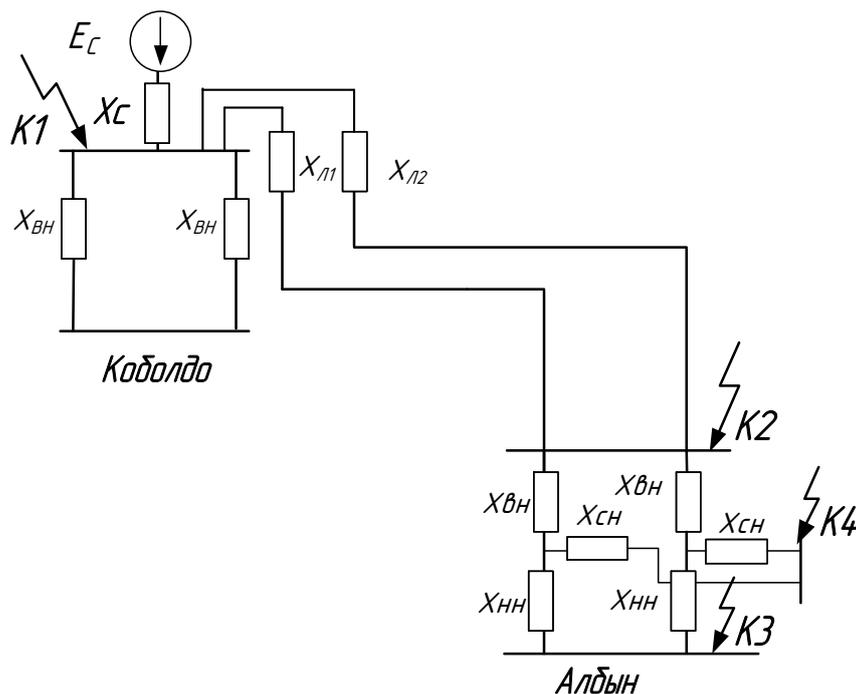


Рисунок 3 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=10,5$ кВ

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

Определяем базисные токи:

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

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,652 \text{ А}$$

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

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{II0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (25)$$

где $I_{II0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,044 \text{ о.е.},$$

где $I_{II0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын

$L_{л1,2} = 73,803$ км, марка провода АС-150, $x_0 = 0,420$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_1^2} \quad (26)$$

$$X_{\lambda 1,2} = 0,420 \cdot 73,803 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,234 \text{ o.e.};$$

$$X_1 = \frac{X_{\lambda 1} \cdot X_{\lambda 2}}{X_{\lambda 1} + X_{\lambda 2}} \text{ o.e.}; \quad (27)$$

$$X_1 = \frac{0,234 \cdot 0,234}{0,234 + 0,234} = 0,117 \text{ o.e.}.$$

Сопротивление автотрансформатора на ПС Албын:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}); \quad (28)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\%;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \quad (29)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\%;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}); \quad (30)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\%;$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}}; \quad (31)$$

$$X_{TB} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,78 \text{ o.e.};$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T2}}; \quad (32)$$

$$X_{TH} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,46 \text{ o.e.};$$

$$X_{TC} = 0 \text{ o.e.} \quad (33)$$

$$X_4 = \frac{1}{2} \cdot (X_{TB} + X_{TH}); \quad (34)$$

$$X_4 = \frac{I}{2} \cdot (0,78 + 0,46) = 0,62 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c = 0,044 \text{ о.е.}; \quad (35)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_I \cdot X_{\Sigma K1}}{X_I + X_{\Sigma K1}}; \quad (36)$$

$$X_{\Sigma K2} = \frac{0,117 \cdot 0,044}{0,117 + 0,044} = 0,032 \text{ о.е.};$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_4; \quad (37)$$

$$X_{\Sigma K3} = 0,032 + 0,62 = 0,652 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K2} + \frac{I}{2} \cdot (X_{TB} + X_{TC}); \quad (38)$$

$$X_{\Sigma K4} = 0,032 + 0,36 = 0,392 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{61}; \quad (39)$$

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{I}{0,044} \cdot 0,502 = 11,4 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{I}{0,032} \cdot 0,502 = 15,7 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{поК3}}^{(3)} = \frac{I}{0,652} \cdot 5,5 = 8,436 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{поК4}}^{(3)} = \frac{I}{0,392} \cdot 1,652 = 4,214 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (40)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,4 = 9,87 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,7 = 13,6 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,436 = 7,31 \text{ кА};$$

$$I_{\text{КЗ4}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,214 = 3,65 \text{ кА.}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (41)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [4, с.110] принимаем средние значение $k_{уд}=1,935$ для точки К1,К2, для точки К3 $k_{уд}=1,311$.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 11,4 = 31,2 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 15,7 = 42,96 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 8,436 = 15,64 \text{ кА};$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,615 \cdot 4,214 = 9,63 \text{ кА}.$$

Таблица 3 – Результаты токов короткого замыкания

Точка КЗ	Токи короткого замыкания			
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{КЗ}^{(2)}$	$I_{КЗ}^{(1)}$
К1	11,4	31,2	9,87	9,96
К2	15,7	42,96	13,6	14,32
К3	8,44	15,64	7,31	7,96
К 4	4,21	9,63	3,65	4,12

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС АЛБЫН

Большая часть ООО "Албынский рудник" питается от ПС Албын.

В связи с увеличением потребления электроэнергии на Албынском руднике, необходимо проверить трансформаторы на ПС Албын и пропускную способность линий ВЛ 110 кВ Коболдо - Албын №1, ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын №2.

4.1 Компенсация реактивной мощности

Рассмотрим выбор КУ на ПС Албын.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}, \quad (42)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [18].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{зад}};$$

$$Q_3 = 27,36 \cdot 0,4 = 10,94 \text{ МВар}.$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{КУ} = \frac{10,98 - 10,94}{2} = 0,02 \text{ МВар}. \quad (43)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{КУ.i}^{\Phi} = S \cdot n, \quad (44)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар.} \quad (45)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-6-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (46)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 10,98 - 2 \cdot 0,45 = 10,1 \text{ Мвар.} \quad (47)$$

4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Албын

В связи с увеличением нагрузки на 8 МВт, на ПС Албын проверим трансформаторы.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (48)$$

где $S_{тр}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

P_{cp} – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Албын:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{27,36^2 + 10,4^2}}{2 \cdot 0,75} = 18,6 \text{ МВА.} \quad (49)$$

Принимаем ТДТН 25000/110/35/10 кВ [19]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m) \cdot S_{\text{тр}}}; \quad (50)$$

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{27,36^2 + 10,4^2}}{25 \cdot 2} = 0,559. \quad (51)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{тр}}}; \quad (52)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ n/a}} \leq 1,4; \quad (53)$$

$$k_{3 \text{ n/a}} = \frac{\sqrt{27,36^2 + 10,4^2}}{25} = 1,12. \quad (54)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформаторы на ПС Албын остаются прежними.

4.3 Выбор и проверка выключателей

На ПС Албын предлагается выбор фидера №1 питающий отделения.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}, \quad (55)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [28];

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в}, \quad (56)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (57)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу [28];

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (58)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно [28] принимается равной 1с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [21].

На примере произведем выбор выключателя на фидере №1 ПС Албын.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 57.7 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = 8,436^2 \cdot (1 + 0,01) = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/100 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.б} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (59)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,436 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 3,26 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

$$12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты выбора выключателя Ф1 на ПС Албын сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф1 ВВ/TEL-10-20/300	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
	$I_{\text{ном}}=100 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=57.7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.ном}} = 16.5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=8,436 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.ном}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=7,31 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}}=16.5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=8,436 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 230 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

4.4 Выбор 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:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (60)$$

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.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{ноmA}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет $9 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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-I-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [13]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	0.6	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	7.5	7.5	7.5
	Итого:		8,1	8,1	8,1
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Итого:		0.6	–	0.6
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	7.5	–	7.5
	Итого:		8,1	–	8,1

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{дин} = 52 \text{ кА} \geq i_{уд} = 24,5 \text{ к}; \quad (61)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_k = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (62)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (63)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (64)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{приб} = \frac{8,1}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается $0,05 \text{ Ом}$, тогда сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} - r_{приб} - r_k; \quad (65)$$

$$r_{np} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}.$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}; \quad (66)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (67)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (68)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=577 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=263 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=57 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=24,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

4.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3} \text{ В}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (69)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

4.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40х5мм, $S=200 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (70)$$

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

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (71)$$

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

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ рассчитанного для вводного выключателя.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2.$$

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:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (72)$$

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

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

$$J = \frac{bh^3}{12}; \quad (73)$$

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

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

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a}, \quad (74)$$

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

a – расстояние между фазами, м [19].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (75)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{max} = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (76)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$M_{max} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{max} = \frac{M}{W}, \quad (77)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6}; \quad (78)$$

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

$$\sigma_{max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ Мпа.}$$

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (79)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 F_{\text{разр}} = F_{\text{дон}}, \quad (80)$$

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

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

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (81)$$

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

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}}; \quad (82)$$

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

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

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$ 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, $U_{нрo}$. 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 20кА;

- 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 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозových перенапряжений $U_{ост.г.}$. Грозовой импульс тока $I_{г.}$ 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 крышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{п.}$, 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:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (83)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 110 = 132 \text{ кВ.}$$

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:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (84)$$

$$U_{расч} = \frac{132}{1,1} = 120 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-110/800/146-10(1) УХЛ1, [22].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{np})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (85)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [22];

k – кратность напряжений, [22];

U_{np} – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 132)^2 - (1.77 \cdot 120)^2] = 92,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (86)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{92,3}{110} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН- 110/800/146-10(1) УХЛ1

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/6,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/800/146-10/3УХЛ1		
$U_{нро} = 110 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 110 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,065$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} = 1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 0.827 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/6,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нс} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 10,338 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 1.07 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ АЛБЫН

5.1 Заземление подстанции Албын

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.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (87)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (88)$$

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

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Коболдо) составляет 71 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 70}{350} = 22 \text{ A.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{22} = 12 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Албын, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5$ мм²

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (89)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_{\kappa} \cdot \ln(T)^3 + b_{\kappa} \cdot \ln(T)^2 + c_{\kappa} \cdot \ln(T) + d_{\kappa}, \text{ мм} \quad (90)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{cp} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2; \tag{91}$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (92)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16.$$

принимая значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \quad (93)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (94)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_v = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_v} \cdot l_v} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (95)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_v – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_v = 34$ шт.

$$n_v = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (96)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_b/\sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{cm} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{I}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{cm} \cdot \alpha_{и}, \quad (97)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (98)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26;$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

5.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [22].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (99)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1; \quad (100)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{c2} - h_i}{h_{c2}}, \quad (101)$$

где h_{ct} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{c2} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (102)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{c21} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{c212} - h_{zn}}{h_{c212}}; \quad (103)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{zn}}{h_{\text{эф}}} \right); \quad (104)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01.$$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

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

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня мас-ла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4 МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслужи-вающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (107)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора на ПС Албын равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ A};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ A}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТТ.П.N}}, \quad (108)$$

где $K_{TP.TT.N} = I_{н.ТТ.П} / I_{н.ТТ.В}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{н.ТТ.П}$, $I_{н.ТТ.В}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{TP.TT.BH} = 150 / 5 = 30; \quad (109)$$

$$K_{TP.TT.HH} = 1500 / 5 = 300;$$

$$I_{ном.втор.ВH} = \frac{131}{30} = 4,4 \text{ A};$$

$$I_{ном.втор.НH} = \frac{1375}{300} = 4,58 \text{ A}.$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \leq 5; \quad (110)$$

$$I_{ном.ВH} = 4,4 \text{ A}, \text{ выбираем } 5 \text{ A};$$

$$I_{ном.НH} = 4,58 \text{ A}, \text{ выбираем } 5 \text{ A}.$$

6.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2

(чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 4. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

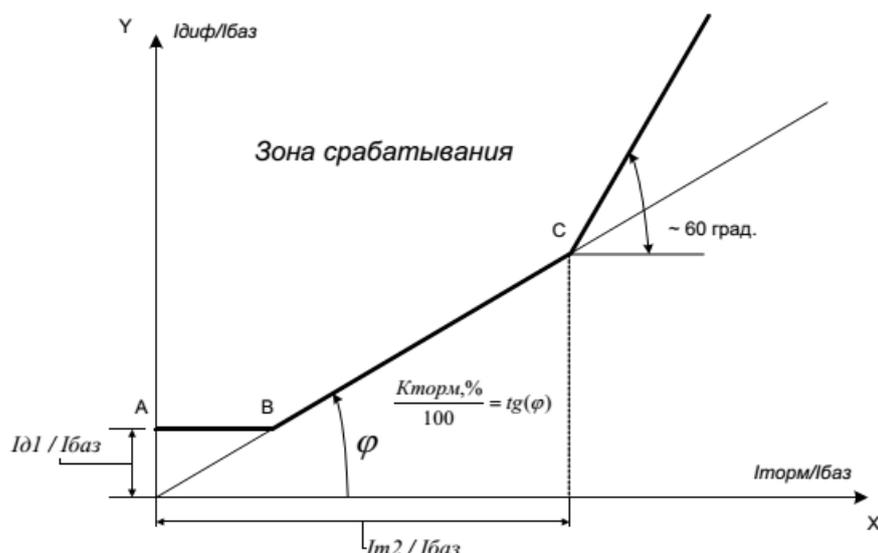


Рисунок 4 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1(отрезок А- В): точка В(точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/ I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/ I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} , \quad (111)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} , \quad (112)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч} , \quad (113)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч} , \quad (114)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч} , \quad (115)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 8,436 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76. \quad (116)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}}; \quad (117)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

6.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6;$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}},$$

где $k_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при

расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 8,436 = 2,65 \text{ о.е.};$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.};$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$.

6.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (118)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [20] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 577 = 1923 \text{ A.}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 865 = 2883 \text{ A.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\nu} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (119)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\nu} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{1923} = 13,81, > 1,2;$$

$$K_{\nu} = \frac{3,79 \cdot 10^4}{2883} = 3,056 > 1,5.$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

6.7 Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.
- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.
Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:
 - выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
 - задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
 - ввод и хранение уставок защит и автоматики;
 - передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
 - непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
 - блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
 - получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 110 кВ КОБОЛДО – АЛБЫН

7.1 Дифференциальная защита линии

Дифференциальные защиты линии (ДЗЛ) - защиты, которые сравнивают электрические величины в заданных местах защищаемой линии. Диф.защиты линии абсолютно селективны и выполняются без выдержки времени. ДЗЛ подразделяются на продольную и поперечную.

Продольная ДЗЛ подключается на токи по концам защищаемой линии так, что в нормальных режимах и при внешних КЗ геометрическая сумма векторов токов была равна нулю, а при КЗ на защищаемой линии – току КЗ.

Поперечная ДЗЛ подключается на разность токов параллельных линий. При внешнем КЗ по параллельным ЛЭП протекают одинаковые по величине и направлению токи, в связи с чем дифференциальный ток в защите равен нулю. При КЗ на одной из линий дифференциальный ток приобретает значительную величину, достаточную для срабатывания защиты. Данная защита получила, довольно, не особо широкое распространение, на данный момент больше не устанавливается.

В данном случае, будет использован терминал на микропроцессорной базе фирмы ЭКРА ШЭ2607.

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

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в

прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

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

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

При наличии на линии ответвления с трансформаторами используется дополнительный комплект измерительных органов, состоящий из трех реле междуфазного сопротивления и реле направления мощности нулевой последовательности, отстроенного от броска тока намагничивания трансформаторов.

7.2 Выбор уставки дифференциальной защиты

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

1. Выбор уставки по условию отстройки от емкостного тока линии.
2. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима, вызванного потерями мощности в максимальном нагрузочном режиме.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора, находящегося в зоне действия защиты, не требуется, т.к. защита блокируется при появлении броска тока намагничивания.

3. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса броска тока намагничивания трансформатора подстанции своего и противоположного концов линии при опробовании трансформатора со стороны защищаемой линии.

4. Отстройка требуется, если блокировка при броске тока намагничивания не вводится (блокировка может не вводиться при отсутствии трансформаторов в зоне действия защиты).

5. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса внешнего КЗ на подстанции.

Отстройка выполняется при включении защиты на сумму ТТ двух и более присоединений для исключения работы ДЗЛ при внешнем КЗ.

При отстройке должен учитываться бросок тока из-за наличия апериодической составляющей в токе КЗ.

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

Для обеспечения надежного торможения при внешнем КЗ ток торможения должен превышать дифференциальный ток.

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

Должна обеспечиваться чувствительность при 1 и 2- фазном КЗ в зоне действия защиты при двухстороннем включении линии в минимальном режиме работы сети.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ без переходного сопротивления: $K_{\text{ч}} \geq 2,0$.

Отстройка от тока небаланса внешнего КЗ приводит к загроблению уставки и снижению чувствительности защиты.

7.3 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

7.3.1 Токовая защита нулевой последовательности ПС Коболдо - ПС Албын

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве

такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

7.3.2 Расчёт уставок срабатывания

Отстройку тока срабатывания первой ступени выполняем от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка. Для получения максимального тока $3I_0$ отключаем трансформаторы на шинах приемной подстанции и по кривым спадаения определяем необходимый расчётный ток.

Защита включает в себя токовую отсечку нулевой последовательности, токовую отсечку с выдержкой времени, максимальную токовую защиту нулевой последовательности.

1 ступень защиты ($t=0$ сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах Коболдо).

$$I_{c.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (120)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан}=1,3$ для линий 110 кВ)

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА}. \quad (121)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Албын).

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА}. \quad (122)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.з} = 2,387$ кА.

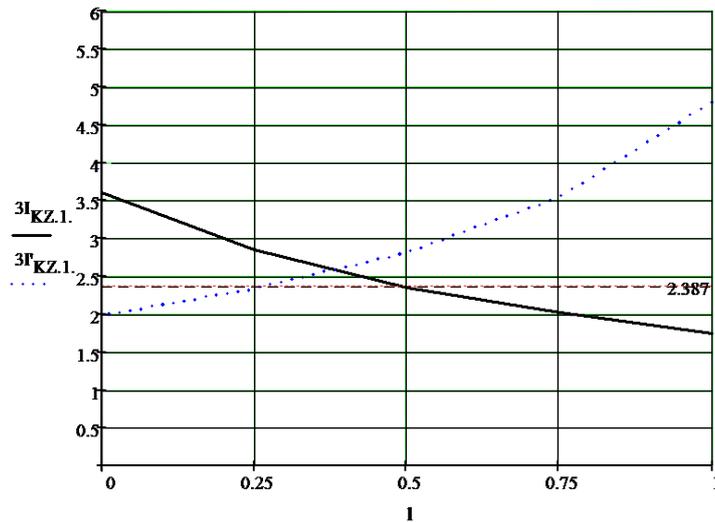


Рисунок 5 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (123)$$

где $k_з=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (124)$$

где $k_з = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444. \quad (125)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (126)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2. \quad (127)$$

Защита проходит по чувствительности.

7.3.3 Токовая защита нулевой последовательности.

1 ступень защиты ($t=0$ сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Коболдо).

$$I_{c.3} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (128)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линий 110 кВ)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}. \quad (129)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Албын).

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}. \quad (130)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.3} = 0,468$ кА.

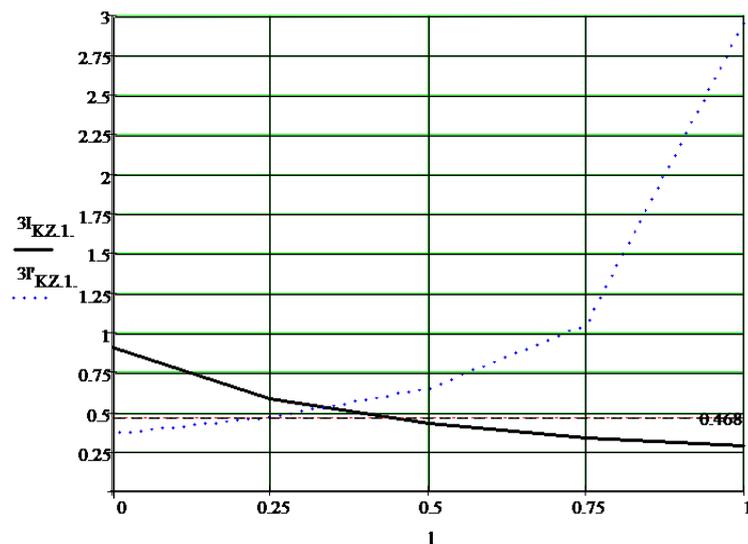


Рисунок 6 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (131)$$

где $k_3=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (132)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156. \quad (133)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (134)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2. \quad (135)$$

Защита проходит по чувствительности.

7.3.4 Токовая защита нулевой последовательности ПС Коболдо – Албын.

I ступень защиты ($t=0$ сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Коболдо).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (136)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,2$ для линий 110 кВ)

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА}. \quad (137)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Албын).

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА.} \quad (138)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{с.з} = 0,958 \text{ кА}$.

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5 \text{ сек}$).

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (139)$$

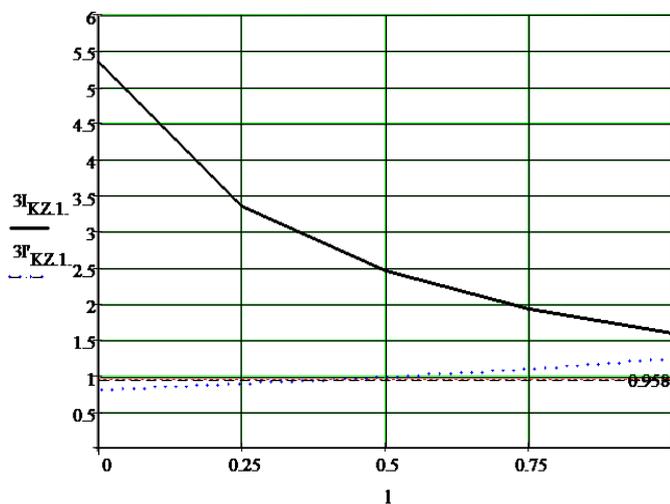


Рисунок 7 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

где $k_з=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий .

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (140)$$

где $k_з = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ -коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072. \quad (141)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0,\text{мин}}}{I_{0\text{сз}}^{\text{III}}} \geq 1,2; \quad (142)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2. \quad (143)$$

Защита проходит по чувствительности.

7.4 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала

Для защиты линии выбираем микропроцессорный терминал релейной защиты ЭКРА ШЭ2607.

Уставки по оси X и R характеристики РС 1, 2, 3 степени рассчитываются по формулам, данные берутся с электромеханической ДЗ, производится перерасчет уставок:

$$X_i = (Z_i \cdot (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}))/2; \quad (144)$$

$$R_i = Z_i / (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}) \quad (145)$$

После расчета по данным формулам получаем уставки срабатывания защиты на микропроцессорной базе.

Сведем полученные результаты в таблицу 12.

Таблица 12 - Уставки ИО ДЗ Z_{1-5ст}

	Наименование	Значение	
		ПС Коболдо	ПС М Албын
1	2	3	
1	Уставки по оси X характеристики РС 1 степени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
2	Уставки по оси R характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
3	Угол наклона φ1 характеристики РС 1 при КЗ на землю ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	

Продолжение таблицы 12

1	2	3	
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию КKR =1,00)	1	
5	Корректирующий множитель ККХ коэф. компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККХ = 1,00)	1	
6	Уставка по оси X характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	7,26	7,26
7	Уставка по оси R характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	3,687	3,687
8	Угол наклона φ1 характеристики РС 1 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
9	Угол наклона φ4 верхней части характеристики РС 1 ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0	0
10	Уставка по оси X характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	18,622	14,602
11	Уставка по оси R характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	9,452	7,412
12	Угол наклона φ1 характеристики РС 2 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
13	Уставка по оси X характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	129,481	129,481
14	Уставка по оси R характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	65,723	65,723
15	Угол наклона φ1 характеристики РС 3 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
16	Уставка по оси X характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
17	Уставка по оси R характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
18	Угол наклона φ1 характеристики РС 4 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
19	Направленность 4 ступени (вперед, назад)	вперед	
20	Уставка по оси X характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
21	Уставка по оси R характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	
22	Угол наклона φ1 характеристики РС 5 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
23	Направленность 5 ступени (вперед, назад)	вперед	
24	Угол наклона φ3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120	

1	2	3
25	Угол наклона φ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Inом...500/ Inом шаг 0,01)	81,21
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

После перерасчета уставок дистанционной защиты линии, можно построить графики срабатывания ступеней.

На рисунках 8 и 9 представлены характеристики срабатывания ДЗ в микропроцессорном исполнении.

На этих графиках видно, что ступени срабатывания не заходят на нагрузку, т.е. защита отстроена от нагрузки.

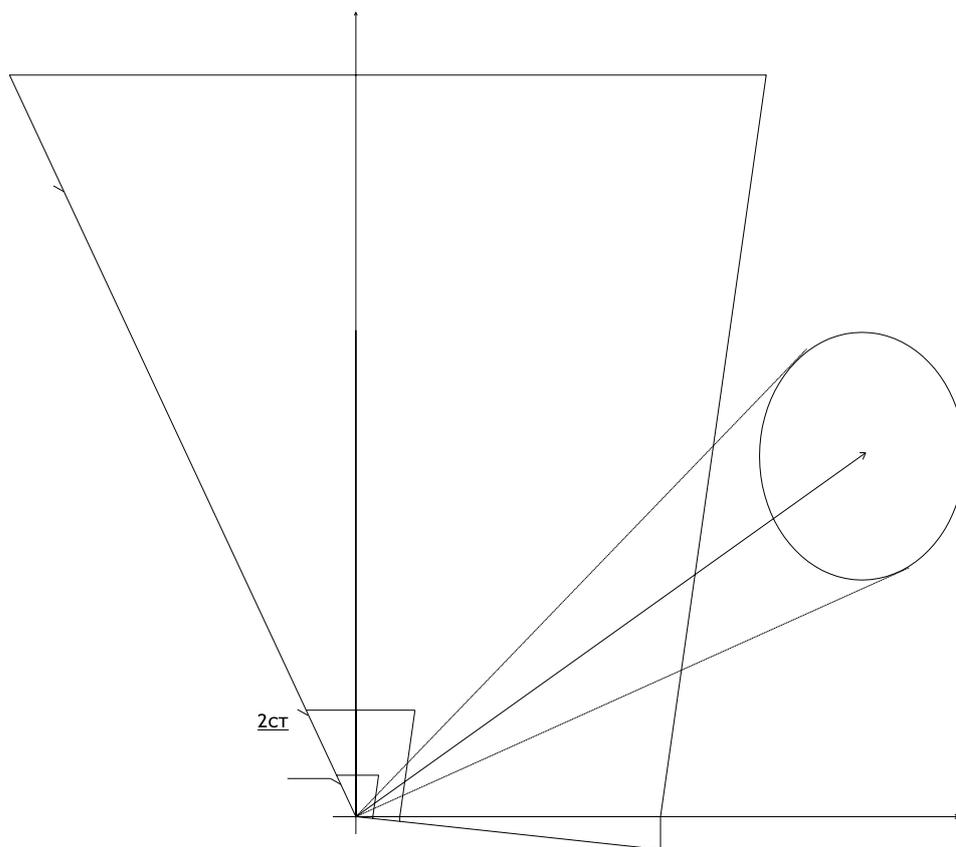


Рисунок 8 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Коболдо

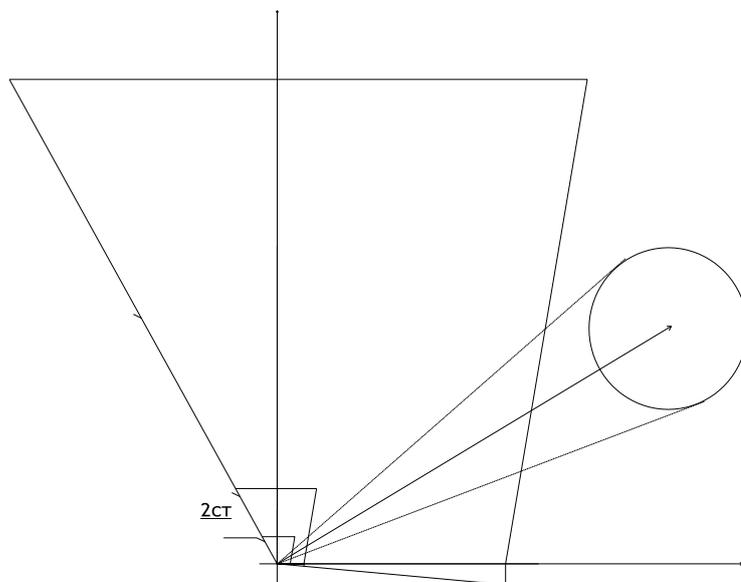


Рисунок 9 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Албын

7.5 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой

отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаения представлены на рисунке 10.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны Коболдо выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПС Албын на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (146)$$

Результаты расчета ТЗНП сведены в таблице 13 и 14.

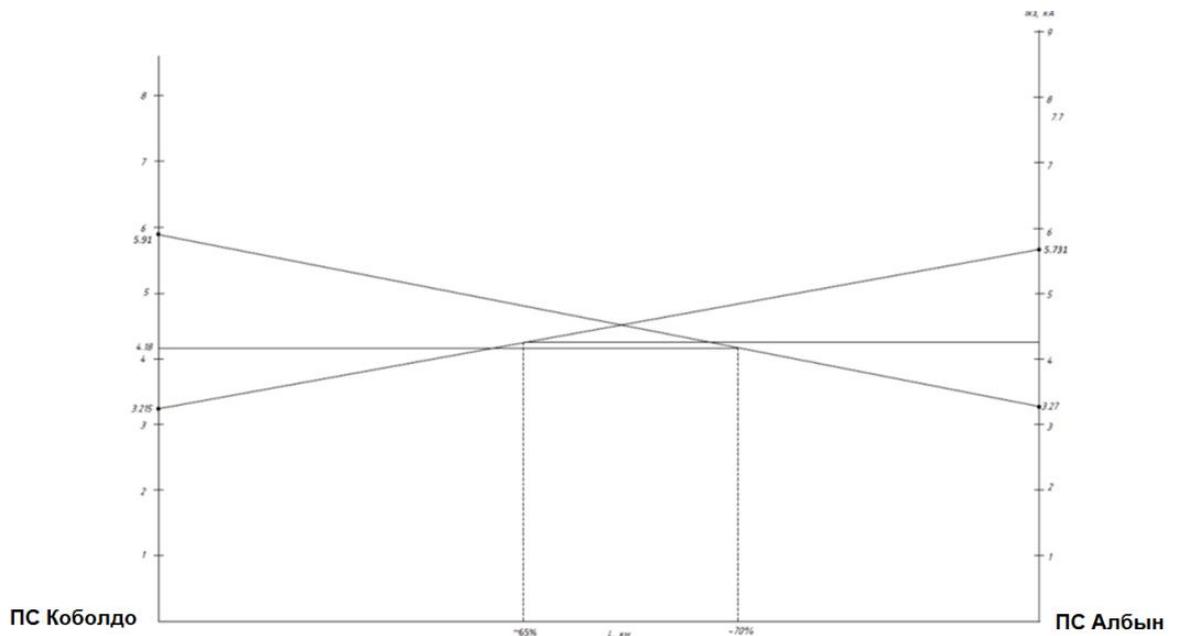


Рисунок 10 – Кривые спадаения ТКЗ для определения уставки МТО

Таблица 13 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Коболдо

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	2083	10,415
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	751,129	3,75
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	165,332	0,826
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	51,043	0,25
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4180	

Таблица 14 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Албын

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	1605	8,025
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	1398	6,99
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	173,2	0,866
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	78,78 3	0,39
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	

Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с
Ток срабатывания МТО, А	4253

7.6 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [14].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [14] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

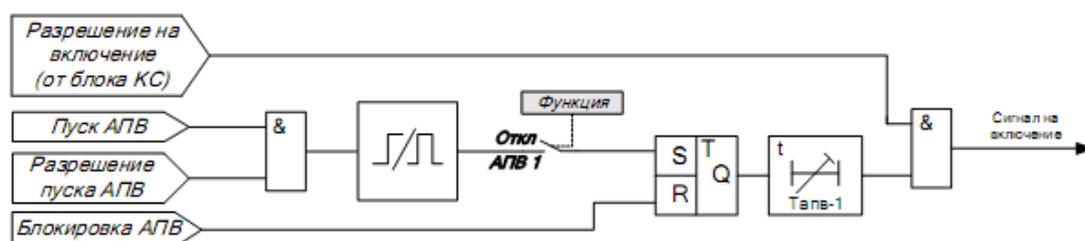


Рисунок 11 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием примем на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии. [14].

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);

- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [14].

8 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС АЛБЫН

Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ГПП.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Албын принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-110 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А}, \quad (147)$$

где $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$ – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$ – максимальны ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 110 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}, \quad (148)$$

где $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$ – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [13] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$, $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Определим число элементов $N_{\text{эл}}$:

$$N_{\text{эл}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт.} \quad (149)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\text{min эл}} = \frac{U_{\text{min}}}{N_{\text{эл}}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В.} \quad (150)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122 \text{ А}$ при напряжении $U_{min.эл.} = 1,83 \text{ В}$.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [13]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ГПП с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{АБ} = 350 \text{ А/ч}$.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А.} \quad (151)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А.} \quad (152)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [13].

9 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС АЛБЫН

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 «Сириус-ЦС-220-RS».

10 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС АЛБЫН

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.

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

11.1 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.

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф}, \quad (153)$$

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 2022 г.) [26].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

Для ПС Коболдо:

$$\begin{aligned} K_{обр} &= (1532 \cdot 8 + 1056 \cdot 8 + 1523 + 1100 + 1100 + 1100 \cdot 8 + 1015 \cdot 2 + 3100 \cdot 2) \cdot 1,7 = \\ &= 70480 \text{ тыс.руб.} \end{aligned} \quad (154)$$

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:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{70480}{0,50} = 141000 \text{ тыс.руб.} \quad (155)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 141000 = 63450 \text{ тыс.руб.} \quad (156)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 141000 = 7050 \text{ тыс.руб.} \quad (157)$$

Для ПС Албын:

$$K_{обр} = (1532 \cdot 4 + 1056 \cdot 4 + 1100 + 1100 \cdot 4 + 2950 \cdot 2 + 1015 \cdot 2) \cdot 1,7 = 40430 \text{ тыс.руб.} \quad (158)$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,50} = \frac{40430}{0,50} = 80860 \text{ тыс.руб.} \quad (159)$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,45K_{\Sigma} = 0,45 \cdot 80860 = 36390 \text{ тыс.руб.} \quad (160)$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{ИР} = 0,05K_{\Sigma} = 0,05 \cdot 80860 = 4043 \text{ тыс.руб.} \quad (161)$$

Общие капиталовложения проектируемого участка сети:

$$K = 141000 + 63450 + 80860 + 36390 = 321700 \text{ тыс.руб.} \quad (162)$$

11.2 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.

$$I = I_{PE} + I_{AM}. \quad (163)$$

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

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (164)$$

где K – капиталовложения

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет) [26].

$$I_{AM} = \frac{321700}{20} = 16090 \text{ тыс.руб.} \quad (165)$$

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 unplanned (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

$$I_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot K, \quad (166)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,015$) [26].

$$I_{РЭ} = 0,015 \cdot 321700 = 4825. \quad (167)$$

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I, \quad (168)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

$$Z_{ср.г} = 0,1 \cdot 321700 + 4825 = 37000 \text{ тыс. руб.}$$

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

К модернизации релейной защиты и автоматики воздушных линий напряжением 110 кВ ПС Коболдо – ПС Албын №1, №2 и подстанции Албын предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных, ядовитых веществ, а так же физические и психофизические производственные факторы, влияющие на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

12.1.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

ООО «Албынский рудник» ставит приоритетные задачи об обеспечении безопасных условий труда и культуре производства, при этом ведется жесткий контроль за их исполнением. Для претворения этих планов принимаются меры по техническому перевооружению предприятий, внедрению новых технологий на отдельных участках предприятий, разрабатываются новые нормативные документы, обеспечивающие условия охраны труда и безопасной эксплуатации оборудования, ведется постоянная учеба персонала, проводится проверка знаний нормативных документов и другие мероприятия.

Таблица 15 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [6]

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив. средства защиты	Индивид. средства защиты
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2. Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования · ГОСТ 28679-90.	Теплоизоляция подогревателя	Спецодежда, противогаз
4. Электрический ток, 220кВ, 35кВ, 6кВ, 0,4кВ	Электрооборудование	ГОСТ 12.1.030-81(1999) ГОСТ 12.1.019-79(1999)	Диэлектр. боты, коврики, перчатки, ножницы	Диэлектр. боты, коврики, перчатки, ножницы
5. Шум, механический и аэродинамический, постоянный, широкополосный	Вращающиеся механизмы	ГОСТ 31301-2005 (ИСО 15664:2001) Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом	Звукоизоляция трубопроводов	противошум. наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В ООО «Албынский рудник» имеются подогреватели, сосуды, работающие под давлением и при высоких температурах. Имеется большое количество вращающихся механизмов (насосы, вентиляторы). Все это ведет к повышению требований по обеспечению безопасной работы обслуживающего персонала.

Одной из наиболее эффективных мер обеспечения безопасности работы является автоматизация и применение дистанционного управления производственными процессами. Большое значение имеет знание и выполнение правил ТБ обслуживающим персоналом. Поэтому при поступлении на работу все работники рудника проходят обязательный инструктаж по ТБ со сдачей экзаменов.

12.2 Производственная санитария

Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

Микроклиматические условия труда.

Источником выделения тепла является все технологическое оборудование, температура теплоносителя в котором достигает 130°C. Тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями оборудования подвергается персонал, проводящий обслуживание и ремонт оборудования. Температура воздуха в теплое время в помещениях достигает (30-45°) С.

Показателями, характеризующими микроклимат являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

В помещениях длительного нахождения персонала, кроме машзала, и связанных с нервно-эмоциональной нагрузкой согласно СанПин 1.2.3685-21 должны поддерживаться параметры: температура воздуха (22-24°) С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с. Для достижения этих параметров используются системы отопления, кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим обеспечивает система вентиляции, а при длительном нахождении (проведение ремонтных работ) – воздушно душирующие установки.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В связи с тем, что для производства тепла используется только электрический ток, выделения вредных газов отсутствуют. Наличие пыли в воздухе обусловлено естественным пылеобразованием и попадание уличной пыли через систему вентиляции. Борьба с запылением ведется при помощи постоянной уборки помещений и установкой фильтров на установках приточной вентиляции и их периодической заменой и очисткой.

Вентиляция производственных помещений.

В связи с наличием постоянных источников мощного теплового излучения и повышенной температурой в помещениях ЭК вентиляция, кроме машинного зала осуществляется смешанной вентиляцией. Аэрация осуществляется благодаря разнице температуры на улице и в помещениях (тепловой напор), а механическая – при помощи системы кондиционирования воздуха поскольку аэрация не обеспечивает снижение температуры до нужных величин. В машзале используется механическая общеобменная вентиляция. Механическая вентиляция реализуется системой приточно-вытяжной вентиляции. На крыше машзала устроена система вытяжных вентиляторов, а по ЭК на отметке 1,05 м система приточных и вытяжных вентиляторов. В качестве дополнительной может использоваться аэрация, реализуемая открытия окон и ворот машзала.

Шум, вибрация.

Основным источником шума и вибрации являются вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и электроприводы). Для борьбы с производственным шумом и вибрацией в предусматривается:

- агрегаты и механизмы устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от котла и элементов здания;
- в местах наибольших вибраций размещается демпфирующий материал - резина, войлок;
- патрубки на нагнетании и всасе вентиляторов оборудованы глушителями шума;
- применение противозумных защитных средств.

Обслуживающий персонал управляет оборудованием с центрального пульта управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации больше нормированного значения. Уровень шума не больше 50 дБ(А) . Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна отвечать требованиям. Снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот

(63-8000) Гц для отделки помещений, подтвержденных специальными акустическими расчетами.

12.3 Техника безопасности

Техника безопасности на руднике должна соответствовать следующим нормативно-техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

12.4 Экологичность

Модернизация релейной защиты и автоматики воздушных линий напряжением 110 кВ ПС Коболдо – ПС Албын №1, №2 и подстанции Албын выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции ООО «Албынского рудника», последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;

- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

12.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции ООО «Албынского рудника» выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;
- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

12.4.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории ООО «Албынского рудника». Реконструкция проводится в летний период. Решения по организации реконструкции приведены в разделе проекта организации работ.

Реконструкция ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудования на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;
- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

12.4.3 Шум от трансформаторов

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Албын в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТН 25000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [3] определяем допустимый уровень звука: $DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [3] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 89 \text{ дБА}$.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности [2]:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,189} = 92,01 \text{ дБ}; \quad (169)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (170)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (171)$$

Отсюда [2]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (172)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{92-45}{10}}}{6,28}} = 89 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Албын до границы посёлка составляет 89 м, а ПС находится на расстоянии 350 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

12.5 Чрезвычайные ситуации.

12.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Албын

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных

переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

12.5.2 Обеспечение пожарной безопасности на ПС Албын

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных

норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся [5]:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [5], для пожаротушения трансформаторов 16 МВ·А,

тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 16 [5].

Таблица 16 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с

источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Коболдо – Албын и ПС 110/35/10 кВ Албын, в связи с увеличением нагрузки на ООО «Албынский Рудник».

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика ООО "Албынский рудник";
- рассчитаны нагрузки ООО " Албынский рудник";
- выполнена модернизация ПС Албын;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты ПС Албын с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит трансформаторов на ПС Албын;
- произведена релейная защита ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Албын;

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции и модернизации релейной защиты и автоматики защит трансформатора и линии 110 кВ.

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.