

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 воздушной линии
напряжением 220 кВ ПС Призейская – ПС Эльгауголь

Исполнитель
студент группы 842- об4 _____ Н.И. Федотов
подпись, дата

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачева
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 Федотова Никиты Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ ПС Призейская – ПС Эльгауголь

(утверждена приказом от _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений Южно - Якутских электрических сетей, нагрузки ПС Призейская и ПС Эльгауголь согласно контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района, расчет нагрузок на ПС Эльгауголь, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 32 таблицы, 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: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 с., 14 рисунков, 32 таблицы, 24 использованных источника.

ПОДСТАНЦИЯ, НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТЕЛЕМЕХАНИКА.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Призейская – подстанция Эльгауголь. В процессе перестройки решены такие задачи как: расчет электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования на ПС Эльгауголь, определены параметры заземляющих устройств ПС Эльгауголь, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а также автоматизированная система управления, безопасность и экологичность на ПС Эльгауголь.

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;
ЦСУ – цифровые системы управления;
ЭП – электроприемник.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	7
1 Характеристика района электрических сетей	9
1.1 Климатическая характеристика района	10
1.2 Характеристика центров питания	12
2 Расчёт электрических нагрузок	15
3 Модернизация ПС Эльгауголь и строительство ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №2	20
3.1 Компенсация реактивной мощности	21
3.2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов на ПС Эльгауголь	23
3.3 Строительство ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №2	25
3.4 Цифровая ПС Эльгауголь основной элемент «интеллектуальных» сетей	27
4 Расчет токов короткого замыкания	30
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 220,110,35 и 10 кВ	30
5 Выбор и проверка оборудования на ПС Эльгауголь, ПС «Б»	37
5.1 Выбор и проверка выключателей	37
5.2 Выбор и проверка разъединителей	42
5.3 Выбор трансформатора тока	44
5.4 Выбор трансформатора напряжения	51
5.5 Выбор жестких шин	56
5.6 Выбор гибких шин	57
5.7 Выбор опорных изоляторов	62
5.8 Выбор ограничителей перенапряжения	63
5.9 Выбор ячеек КРУ	64
5.10 Выбор и проверка ТСН	65
6 Молниезащита и заземление подстанции Эльгауголь	67

6.1	Заземление подстанции Эльгауголь	67
6.2	Защита от прямых ударов молнии	72
7	Релейная защита	74
7.1	Защита автотрансформатора	74
7.2	Расчет продольной дифференциальной токовой защиты	75
7.3	Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	79
7.4	Защита трансформатора от перегрузки	80
7.5	Выбор газовой защиты трансформатора	80
8	Релейная защита линии	83
8.1	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	84
8.2	Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала	93
8.3	Автоматическое повторное включение	101
9	Цифровая система управления	105
10	Автоматизированная информационная система учета энергоресурсов (АИС УЭР)	109
10.1	Центр управления группой подстанций (ЦУГП)	110
10.2	Адаптивная автоматическая система оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ)	111
11	Безопасность и экологичность	115
11.1	Безопасность	115
11.2	Производственная санитария	117
11.3	Техника безопасности	119
11.4	Экологичность	119
11.5	Чрезвычайные ситуации	122
	Заключение	128
	Библиографический список	129

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день перед энергетическими организациями стоит задача серьезной модернизации электросетевого хозяйства через внедрение новейших технологий и решений. Для этого изобретается принципиально новая технологическая платформа энергетической системы – интеллектуальная электрическая сеть с активно-адаптивными элементами.

Актуальность проблемы можно объяснить тем, что она позволяет обеспечить высококачественный уровень надежности, экономичности и безопасности электрических. Электрические сети предоставляют самостоятельный контроль состояния и режима работы всех участников процесса электроснабжения и автоматически принимать решения для бесперебойного электроснабжения потребителей. При этом электрическая сеть напитывается активными элементами, которые позволяют в зависимости от ситуации изменять ее физические характеристики, увеличивая пропускную способность и регулируя качество поставляемой электроэнергии.

В связи с быстротекущими процессами при коротких замыканиях в электрических сетях, необходимы автоматический контроль, а также устранение аварийной ситуации. Эту функцию выполняет релейная защита. Ни один силовой элемент не может эксплуатироваться без релейной защиты, поэтому разработка релейной защиты для всех частей электроэнергетической системы является актуальной задачей.

В настоящее время одной из значимых трудностей в нашей энергетике является замена устаревшего парка оборудования на подстанциях электроэнергетической системы. Так, использование морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже их отказу, что в свою очередь приведет к появлению опасных аварийных ситуаций и уменьшению надёжности функционирования электроэнергетической системы в целом. Всё это предопределяет актуальность

темы на сегодняшний день по модернизации комплексов релейной защиты с целью увеличения надёжности функционирования и возможности передачи информации с низкого на более высокий уровень иерархии автоматизированных систем управления технологическими процессами, а также возможность автоматического и дистанционного управления отдельными подстанциями.

Тема актуальна, так как на Эльгинском месторождении проходит интенсивное развитие, увеличение электропотребления, которое связано с увеличением объемов добычи качественного коксующегося угля. В планах планируется закупать наиболее производительную горную технику для перевода обогатительной фабрики на электричество. В итоге выиграет экономика проекта, поскольку переход на электричество обеспечивает более чем пятикратное снижение расходов на энергоресурсы. Еще стоит отметить, что в данной области происходит интенсивное внедрение проекта интеллектуальных сетей.

«Интеллектуальная» сеть предполагает собою комплекс мероприятий, нацеленных в увеличение результативной деятельности равно как энергосистемы, так и надёжности и качества электроснабжения потребителей.

Во-первых, это средства связи позволяющие собирать данные о всём функционирующем оборудовании, как генерирующем, так и потребляющем электроэнергию в режиме реального времени.

Во-вторых, это система, основанная на микропроцессорной технике, обязана обеспечивать не только сбор этой информации, но и производить определенные, воздействия и на генераторы, и на потребителя, то есть производить оптимизацию электрического режима по полученным параметрам.

Основной целью выпускной квалификационной работы является модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Призейская – подстанция Эльгауголь, для предоставления

надежного электроснабжения потребителей при определенном качестве электроэнергии и минимально возможных потерях.

Для осуществления установленной цели в выпускной квалификационной работе разрешены следующие задачи:

- общая характеристика района электрических сетей,
- строительство 2 й линии ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь;
- создание интеллектуальной сети на объектах, питающихся от воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Призейская – подстанция Эльгауголь;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Эльгауголь;
- выбор и проверка внедряемого оборудования на ПС Эльгауголь;
- расчет релейной защиты и автоматики на ПС Эльгауголь и модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Призейская – подстанция Эльгауголь;

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, MathTyp 5.0 Equation.

1.1 Климатическая характеристика района

ПС Эльгауголь расположена в Нерюнгринском районе, находится в юго-восточной части Якутии, в 400 км к востоку от города Нерюнгри и в 300 км от Байкало-Амурской магистрали.

В обычном длительность отопительного сезона составляет 8–9 месяцев в году. Рельеф низкогорный, сильно расчлененный с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м. Грунт рассматриваемого района состоит из: насыпного грунта, ила суглинистого, песка пылеватого, гравийного грунта, суглинка серого, супеси серой, глины коричневой, песчаника серого.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь — зимние месяцы. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца — января и самого тёплого — июля составляет 69—74 С. По абсолютной величине минимальной температуры понижениях до –59 С и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год).

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность выражается в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может опускаться до минус 46°С. Длительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет около 160 день, средняя

температура этого периода минус 15°C, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 11°C, продолжительность периода ниже 11 градусов составляет 231 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не описывается такими большими изменениями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

Температура гололедообразования минус 6°C по фактическим материалам наблюдений. Зона влажности вторая, нормальная.

Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль северо-западное. Ветровая нагрузка при гололеде на территории объекта -1 район (150 г/м).

Фактически наблюдаемая максимальная скорость ветра 25 м/сек. Максимальная скорость ветра при гололеде 14 м/сек, максимальная наблюдаемая стенка гололеда 7,3 мм.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика Нерюнгринского района

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41

1	2	3
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.2 Характеристика центров питания

Главным источником электроснабжения Эльгинского месторождение является ПС Эльгауголь 220/110/35 кВ. ПС Эльгауголь 220/110/35 кВ питается от ПС Призейская.

ПС Призейская является проходной подстанцией. ПС 220 кВ Призейская присоединена к сетям Амурской энергосистемы тремя одноцепными линиями электропередачи 220 кВ: Зейская ГЭС – Призейская (187 км), Тутаул – Призейская (98,6 км), Тунгала – Призейская (147 км).

На действующей ПС 220 кВ Призейская установлены два силовых трансформатора типа ТДТН-25000/220/35/10, мощностью 25 МВА напряжением 220/35/10 кВ. ОРУ 220 кВ ПС Призейская выполнено по нетиповой схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин с совмещенным секционным и обходным выключателем» и состоит из семи ячеек. ОРУ 35 кВ ПС Призейская выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» и состоит из восьми ячеек. Закрытое распределительное устройство (ЗРУ 10 кВ) выполнено из шкафов серии К-ХП с выключателями ВМПЭ-10.

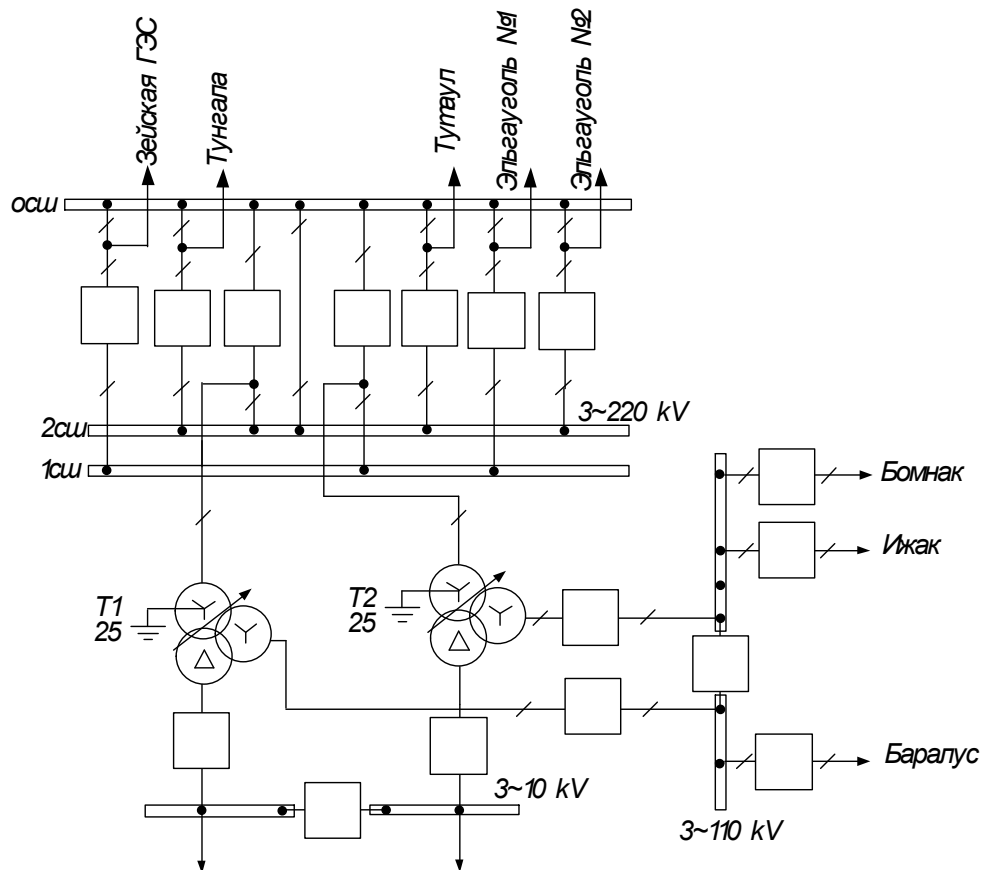


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Призейская

ПС Эльгауголь питается по воздушной линии 220 кВ Призейская – Эльгауголь 1 цепь. На подстанции установлено два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 25 МВА с регулированием напряжения под нагрузкой (АТ1 и АТ2). Распределительное устройство 220 кВ ПС Эльгауголь выполнено по схеме – «Четырехугольник» с возможностью расширения в перспективе на две линейные ячейки и переходом на схему «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя»; РУ 110 кВ – «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин»; РУ 35 кВ – «Одна секционированная выключателем система шин».

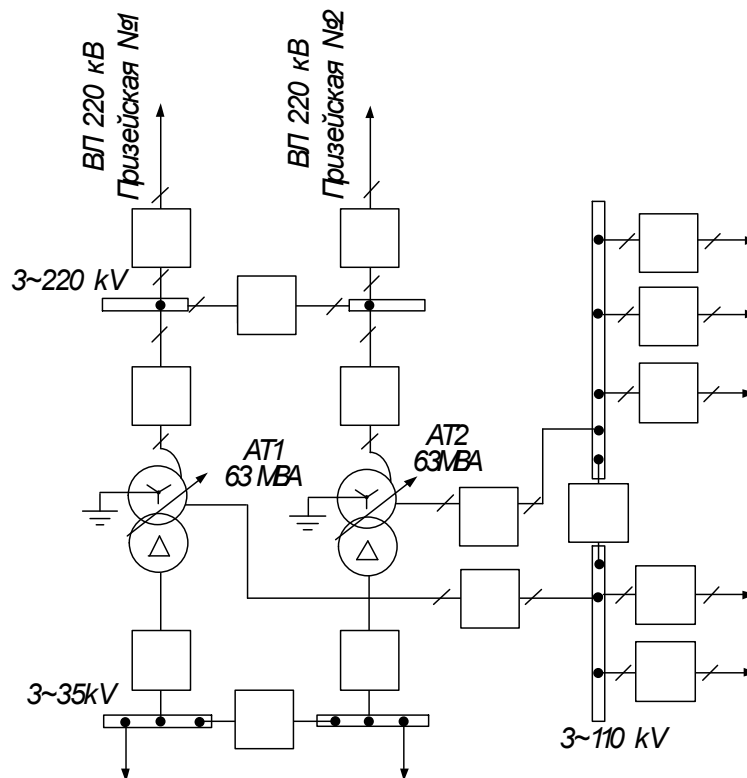


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Эльгауголь

Также для повышения надежности электроснабжения Эльгинского месторождения необходимо строительство 2 й линии ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок необходим для того что бы определить высоковольтную нагрузку Эльгинского месторождения, которая питается от ПС Эльгауголь.

Верное установление прогнозируемых электрических нагрузок при модернизации считается основой для оптимального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и недоиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой недоиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок является необходимым для выбора и проверки воздушных линий и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, выбор релейной защиты и автоматики.

2.1 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки Эльгинского месторождения вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки.

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma} ; \quad (1)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma} ,$$

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

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

$$P_{\text{ром}0} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{\text{p}\Sigma}; \quad (2)$$

$$Q_{\text{ром}0} = \sum_1^n K_0 Q_{\text{p}\Sigma}; \quad (3)$$

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 привода исполнительных механизмов буровых установок серийного производства используются асинхронные двигатели типа АКСБ15-69-6-6 УХЛ2 мощностью 1000 кВт (электродвигатель асинхронный, фазный, специальный, буровой), а так же 2 мельницы типа Y50001-8 мощностью 500 кВт, которые предназначены для сушки и измельчения угля. Состоят из подающего устройства, коренного подшипника, детали вращения, передаточного механизма, высоковольтного стартера и системы смазки.

Реактивная мощность, которую можно получить от асинхронного двигателя определяется:

$$Q_{\text{АСД}} = \frac{P_{\text{ном.}\Sigma\text{АСД}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{АСД}}}{\eta_{\text{АСД}}}, \quad (4)$$

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

$tg\phi_{AD}$, η_{AD} – номинальные данные АД (коэффициент реактивной мощности и КПД).

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для Эльгинского месторождения:

$$P_{ср.ВН(адвиг)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,8 \cdot 1000 \cdot 4 = 3200 \text{ кВт} , \quad (5)$$

$$P_{ср.ВН(мель)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 500 \cdot 2 = 750 \text{ кВт} , \quad (6)$$

$$P_{расч.ВН(адвиг)} = K_p \cdot P_{срВН(адвиг)} = 1 \cdot 3200 = 3200 \text{ кВт} ,$$

$$P_{расч.ВН(мель)} = K_p \cdot P_{ср.ВН(мель)} = 1 \cdot 750 = 750 \text{ кВт}$$

$$Q_{AD(адвиг)} = \frac{3200 \cdot 0,48}{0,94} = 1634 \text{ кВар} , \quad (7)$$

$$Q_{AD(мельн)} = \frac{750 \cdot 0,48}{0,945} = 383 \text{ кВар} , \quad (8)$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ Эльгинского месторождения

№	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos j$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	АКСБ15-69-6-6 УХЛ2	4штх1000	0,8	0,85	3200	1634
2	Мельницы У50001-8	2х500	0,75	0,8	750	383
	Итого				3950	2017

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки с учетом существующих нагрузок:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 4247 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 3613 \text{ кВар} ,$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 22630 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{АД} = 9040 \text{ кВар} ,$$

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

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

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

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

$$P_{расч.ΣН} = \Sigma P_{расч.ΣН} + \Sigma P_{расч.Л.} = 4247 + 22630 = 26880 \text{ кВт} \quad (12)$$

$$Q_{расч.ΣН} = \Sigma Q_{расч.ΣН} + \Sigma Q_{расч.Л.} = 3613 + 9040 = 12650 \text{ кВар} \quad (13)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(26880)^2 + (12650)^2} = 29710 \text{ кВА} \quad (14)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 29710 = 594,2 \text{ кВт} \quad (15)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,1 \cdot 29710 = 2971 \text{ кВар} \quad (16)$$

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

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

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

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,015 \cdot 29710 = 446 \text{ кВт} \quad (19)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 29710 = 594,2 \text{ кВар} \quad (20)$$

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

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (21)$$

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

$$P_{расч.} = (4247 + 22630) \cdot 0,9 + 594,2 = 24780 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \Delta Q_{ТЦ} \quad (22)$$

$$Q_{расч.} = (9040 + 3613 - 2017) + 2971 = 13610 \text{ кВар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(24780)^2 + (13610)^2} = 28270 \text{ кВА} \quad (23)$$

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

$$Q_{сист.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \phi = 24780 \cdot 0,4 = 9912 \text{ кВар} \quad (24)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.покр.руди} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(24780)^2 + (9912)^2} = 26690 \text{ кВА} \quad (25)$$

3 МОДЕРНИЗАЦИЯ ПС ЭЛЬГАУГОЛЬ И СТРОИТЕЛЬСТВО ВЛ 220 КВ ПРИЗЕЙСКАЯ - ЭЛЬГАУГОЛЬ №2

Эльгинское месторождение питается от ПС Эльгауголь, которая в свою очередь питается от ПС Призейская.

В связи с увеличением потребления электроэнергии на Эльгинском месторождении, необходимо проверить трансформаторы на ПС Эльгауголь и пропускную способность линий ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №1, а так же строительство ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №2, с расширением ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Призейская. Так же внедрение интеллектуальных сетей на объектах внешнего электроснабжения энергокластера «Эльгауголь».

Цели разработки интеллектуальной сети кластера «Эльгауголь»:

- Создание основных технических решений внедрения компонентов интеллектуальной сети ЕНЭС на уровне подстанции и центра управления группой подстанций (ЦУГП);
- Введение компонентов ИЭС ААС на основе новейших технологий с контролем результатов на каждом этапе;
- Осуществление комплексных тестирований технических решений для ввода компонентов интеллектуальной сети в разных режимах функционирования;
- Мониторинг технико-экономических показателей предлагаемых технических решений в сравнении с традиционными;
- Формирование рекомендаций по изменению имеющейся и создание новейшей нормативно-технической документации;
- Реализация оценки всего контролируемого традиционными АСУТП и ЦСУ оборудования ПС 220 кВ «А», ПС 220 кВ «Б», ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 кВ «Призейская» и удаленное управление оборудованием и подсистемами из ЦУГП;

- Создание решений по адаптивному управлению компенсацией реактивной мощности на основе информации системы векторных измерений (СВИ) и данных ЦСУ и АСУТП подстанций с проверкой функционирования в автоматическом режиме (на сигнал);
- Создание алгоритмов и проверка автоматизированного пошагового управления коммутационными аппаратами с выдачей команд управления «на сигнал»;
- Апробирование системы оценки воздушных линий в переходе ВЛ 220 кВ через реку Зея;
- Исследование решений по обеспечению единого времени для ЦСУ объектов энергокластера;
- Исследование решений по обеспечению комплексной информационно безопасности (физической и информационной) для ЦСУ объектов энергокластера;
- Исследование решений по решению задач дистанционной поддержки и обучения.

3.1 Компенсация реактивной мощности

На Эльгинском месторождении снижение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например усовершенствованием режима работы приёмников, использованием двигателей более улучшенных конструкций, ликвидацией их недогрузки, а также за счёт ввода специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто используют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности являются их явным преимуществом. К недостаткам можно отнести невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ПС Эльгауголь.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot \text{tg}\varphi_{пред} \quad (26)$$

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

$\text{tg}\varphi_{пред}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [14].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot \text{tg}\varphi_{зад} = 24,78 \cdot 0,4 = 9,91 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{13,61 - 9,91}{2} = 1,8 \text{ МВар} \quad (27)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (28)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 4 \cdot 0,45 = 1,8 \text{ МВар}. \quad (29)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (30)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 13,61 - 2 \cdot 1,8 = 10,01 \text{ Мвар} \quad (31)$$

3.2 Выбор числа и мощности автотрансформаторов на ПС Эльгауголь

В связи с повышением нагрузки на ПС Эльгауголь, проверим установленные автотрансформаторы.

Расчётная мощность для выбора автотрансформатора определяется по формуле:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (32)$$

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

$P_{нн}, P_{сн}$ – средняя мощность на низкой и средней стороне АТ, МВт;

$Q_{нн}, Q_{сн}$ – реактивная мощность на низкой и средней стороне АТ, Мвар;

n_m – число автотрансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность автотрансформаторов на ПС Эльгауголь:

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{(33.25 + 24.85)^2 + (14.11 + 10,01)^2}}{2 \cdot 0,7} = 44,6 \text{ МВА} \quad (33)$$

Выбираем автотрансформаторы АТДЦТН 63000 220/110/35 кВ [19]

Проверяем автотрансформаторы на загрузку в нормальном режиме, при работе двух автотрансформаторов:

$$k_{з\ норм} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot S_{тр}} \quad (34)$$

$$k_{з\ норм} = \frac{\sqrt{(33.25 + 24.85)^2 + (14.11 + 10,01)^2}}{63 \cdot 2} = 0,5 \quad (35)$$

Условие выполняется.

Проверяем автотрансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного автотрансформатора.

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m - 1 \cdot S_{тр}} \quad (36)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3\ n/a} \leq 1,4 \quad (37)$$

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{(33,25 + 24,85)^2 + (14,11 + 10,01)^2}}{63} = 1 \quad (38)$$

Условие выполняется, следовательно, автотрансформаторы выбраны, верно.

Выберем трансформаторы на ПС «А»:

$$S_{тр расч} = \frac{\sqrt{(8,197)^2 + (5,63)^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,103 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы ТДТН 10000 220/35/10 кВ [19]

$$k_{3\ норм} = \frac{\sqrt{(8,197)^2 + (5,63)^2}}{10 \cdot 2} = 0,5;$$

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{(8,197)^2 + (5,63)^2}}{10} = 0,994.$$

Условие выполняется, трансформаторы выбраны, верно.

Выберем трансформаторы на ПС «Б»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{(10,32)^2 + (4,65)^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,08 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформаторы ТДТН 10000 220/35/10 кВ [19]

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{(10,32)^2 + (4,65)^2}}{10 \cdot 2} = 0,57;$$

$$k_{3 \text{ н/а}} = \frac{\sqrt{(10,32)^2 + (4,65)^2}}{10} = 1,13.$$

Условие выполняется, трансформаторы выбраны, верно.

3.3 Строительство ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь №2

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть обязана обладать также определенной экономичностью и гибкостью.

Строительство ВЛ 220 кВ «Призейская – Эльгауголь 2» с отпайками на ПС 220 кВ «А» и ПС «Б»;

ПС 220/35/10 кВ «А» находится на северо-востоке Амурской области на расстоянии около 85 км от существующей ПС 220 кВ «Призейская». ПС 220 кВ «А» необходима для электроснабжения потребителей подъездного железнодорожного пути от ж.д. станции Улак к Эльгинскому угольному месторождению (ж.д. станция А).

ПС 220/35/10 кВ «Б» находится на юго-восточной части Республики Саха (Якутия) на территории МО «Нерюнгринский район». ПС 220 кВ «Б» необходима для электроснабжения потребителей объекты угольного разреза, в том числе горно-обогатительный комбинат, технологическое оборудование, поселок горняков численностью 5000 человек.

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий для разработанных вариантов по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 220 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \quad (39)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 220 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 5000 ч, $\alpha_T = 1,1$ [19]

Определим расчетный ток на ВЛ 220 кВ «Призейская – Эльгауголь 2»:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{58^2 + 23,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,087 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 [19].

В аварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{58^2 + 23,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0,174 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-240 составляет 610 А, значит, сечение нынешнего провода проходит по всем параметрам.

На ПС «Призейская» устанавливается система мониторинга воздушных линий «Hyundai HiTLMS» с размещением 2 сенсоров (по одному на каждую ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь) системы в пролетах перехода ВЛ 220 кВ через Зейское водохранилище и установкой контроллера системы и АРМ на ПС «Призейская».

Для сбора мгновенных значений тока и напряжения и передачи их в шину процесса по протоколу МЭК 61850-9.2LE на ВЛ 220 кВ «Призейская – Эльгауголь» устанавливаются волоконно-оптические преобразователи тока и напряжения (ВОПТ и ВОПН).

Для реализации функции контроля синхронизма АПВ ВЛ 220кВ и функции контроля качества электроэнергии на шинах 220 кВ предусмотрена установка УСШ аналоговых сигналов, подключенных к панели шинных трансформаторов напряжения классической СРЗА для формирования значений напряжения шин согласно МЭК 61850-9.2LE.

На ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь устанавливаются устройства РМУ для измерения векторных параметров электрической сети.

3.4 Цифровая ПС Эльгауголь основной элемент «интеллектуальных» сетей

Интеллектуальная сеть ПС 220 кВ «Эльгауголь» охватывает все присоединения 220, 110, 35 кВ.

Основой построения подсистем интеллектуальной сети является шина процесса (Process bus). Шина процесса представляет собой оптический канал связи, обеспечивающий передачу данных согласно стандарту МЭК 61850.

Для сбора аналоговой информации устанавливаются устройства сопряжения с шиной процесса (УСШ) аналоговых сигналов, которые преобразуют мгновенные значения тока и напряжения в цифровой сигнал с частотой выборки согласно МЭК 61850-9.2LE.

Для сбора дискретной информации устанавливаются устройства сопряжения с шиной процесса (УСШ) дискретных сигналов. УСШ преобразуют

сигналы положения коммутационных аппаратов (КА), а также другую необходимую дискретную информацию в цифровой поток согласно МЭК 61850-8.1 и передают их в сеть обмена данными (Process bus).

К шине процесса присоединяются терминалы РЗА, контроллеры присоединений, серверы iSAS, контроллеры системы ААСОУ.

Перечисленные выше устройства образуют уровень подключения создаваемой системы (Bay level).

Для организации взаимодействия устройств среднего уровня между собой, а также с верхним уровнем, организуется шина подстанции - сеть передачи данных кольцевой топологии, работающая в соответствии со стандартом МЭК 61850-8.1 (Substation level).

АИСУЭР, а также функции РАС и ОМП, реализованы на базе решения iSAS. На ПС 220 кВ «Эльгауголь» устанавливаются три сервера – для каждой из подсетей 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. Каждый сервер присоединен к шине процесса соответствующего класса напряжения и получает данные в формате протокола МЭК 61850-9.2LE. Все нужные расчеты вырабатываются серверами iSAS, данные передаются на верхний уровень в ЦУГП и Амурский ЦУС.

Также на подстанции устанавливаются шкаф системы комплексной безопасности и шкаф системы интерактивной технической поддержки и обучения.

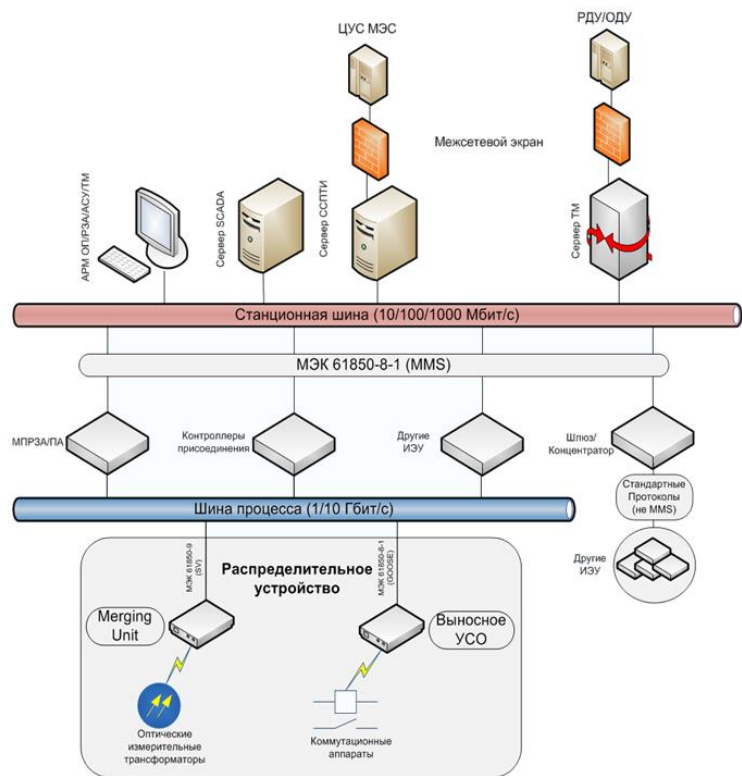


Рисунок 3 – Схема управления цифровой подстанцией

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание (КЗ) обозначает замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ появляются при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего короткое замыкание случаются через переходное сопротивление, а именно, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Изредка, возникает металлическое короткое замыкание без переходного сопротивления. С целью упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов короткого замыкания рассматривают металлическое короткое замыкание без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов короткого замыкания делают для выбора или проверки параметров электрооборудования, для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 220,110,35 и 10 кВ

Оформляем схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи короткого замыкания.

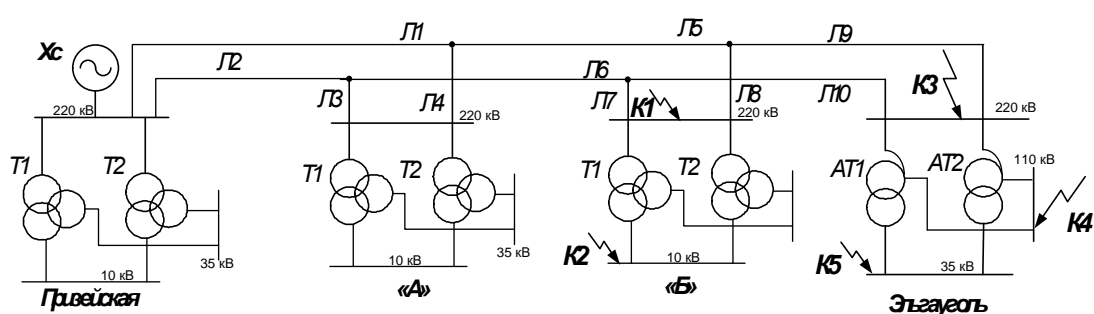


Рисунок 4 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

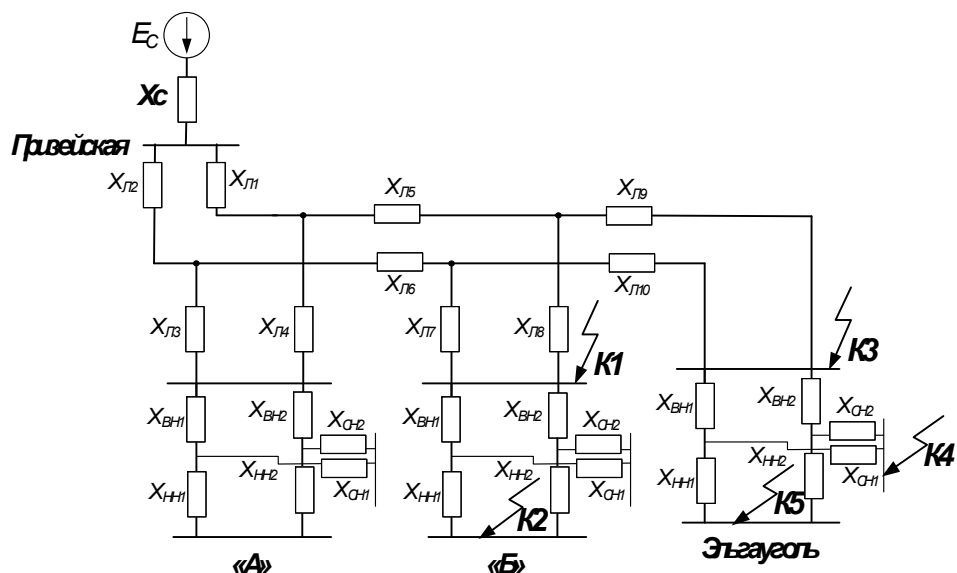


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2, КЗ 3, КЗ 4, КЗ 5. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср.ном}} \quad (40)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 18,6 \cdot 230} = 0,013 \text{ о.е.},$$

Параметры питающих линий:

ВЛ 220 кВ Призейская – «А»:

$L_{л1,2} = 80$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ «А» - «Б»:

$L_{л5,6} = 139$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ «Б» - Эльгауль:

$L_{л9,10}=32$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,435$ Ом/км;

Отпайка ПС «А»:

$L_{л3,4}= 3,7$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,435$ Ом/км;

Отпайка ПС «Б»:

$L_{л7,8}= 1,6$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,435$ Ом/км;

Сопротивление линий определяется по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (41)$$

$$X_{л1,2} = 0,435 \cdot 80 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,066 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3,4} = 0,435 \cdot 3,7 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,003 \text{ о.е.}$$

$$X_{л5,6} = 0,435 \cdot 139 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,114 \text{ о.е.}$$

$$X_{л7,8} = 0,435 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,001 \text{ о.е.}$$

$$X_{л9,10} = 0,435 \cdot 32 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,026 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,066 \cdot 0,066}{0,066 + 0,066} = 0,033 \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_2 = \frac{X_{л3} \cdot X_{л4}}{X_{л3} + X_{л4}} = \frac{0,003 \cdot 0,003}{0,003 + 0,003} = 0,001 \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_3 = \frac{X_{л5} \cdot X_{л6}}{X_{л5} + X_{л6}} = \frac{0,114 \cdot 0,114}{0,114 + 0,114} = 0,057 \text{ о.е.} \quad (44)$$

$$X_4 = \frac{X_{л7} \cdot X_{л8}}{X_{л7} + X_{л8}} = \frac{0,001 \cdot 0,001}{0,001 + 0,001} = 0,001 \text{ о.е.} \quad (45)$$

$$X_5 = \frac{X_{л9} \cdot X_{л10}}{X_{л9} + X_{л10}} = \frac{0,026 \cdot 0,026}{0,026 + 0,026} = 0,013 \text{ о.е.} \quad (46)$$

Сопротивление автотрансформатора на ПС Эльгауголь:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\% \quad (47)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\% \quad (48)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\% \quad (49)$$

$$X_{ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{AT}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,156 \text{ о.е.} \quad (50)$$

$$X_{ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{AT}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,092 \text{ о.е.} \quad (51)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (52)$$

$$X_6 = \frac{1}{2} \cdot (X_{ATB} + X_{ATH}) = \frac{1}{2} \cdot (0,156 + 0,092) = 0,124 \text{ о.е.} \quad (53)$$

Сопротивление трансформатора на ПС «А» и «Б»:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,25\%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_{TBI} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,98 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{THI} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,625 \text{ о.е.}$$

$$X_7 = \frac{1}{2} \cdot (X_{TB} + X_{TH}) = \frac{1}{2} \cdot (0,98 + 0,625) = 0,803 \text{ o.e.} \quad (54)$$

Эквивалентуем схему замещения:

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_8 = X_c + X_l + X_3 = 0,013 + 0,033 + 0,057 = 0,103 \text{ o.e.} \quad (55)$$

$$X_{\Sigma K1} = \frac{X_8 \cdot X_4}{X_8 + X_4} = \frac{0,001 \cdot 0,103}{0,001 + 0,103} = 0,001 \text{ o.e.} \quad (56)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_8 + X_7 = 0,103 + 0,803 = 0,906 \text{ o.e.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_8 + X_5 = 0,013 + 0,103 = 0,116 \text{ o.e.} \quad (57)$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + (X_{ABH2} + X_{ACH12}) \cdot \frac{1}{2} = 0,116 + (0,156 + 0) \cdot \frac{1}{2} = 0,194 \text{ o.e.} \quad (58)$$

Суммарное сопротивление до точки К5:

$$X_{\Sigma K5} = X_{\Sigma K3} + X_6 = 0,116 + 0,124 = 0,24 \text{ o.e.} \quad (59)$$

Находим базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (60)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ A};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ A};$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ A};$$

$$I_{64} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ A}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0К1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К1}}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,001} \cdot 0,251 = 25,1 \text{ кА} \quad (61)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К2}}} \cdot I_{64} = \frac{1}{0,906} \cdot 5,5 = 6,1 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К3}}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,116} \cdot 0,251 = 2,16 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{п0К4}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К4}}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,194} \cdot 0,502 = 2,6 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К5:

$$I_{\text{п0К5}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К5}}} \cdot I_{63} = \frac{1}{0,24} \cdot 1,56 = 6,5 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (62)$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25,1 = 21,7 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,1 = 5,3 \text{ кА}$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,16 = 1,87 \text{ кА}$$

$$I_{K34}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,6 = 2,25 \text{ кА}$$

$$I_{K35}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,5 = 5,63 \text{ кА}$$

Находим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{K3}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (63)$$

где $k_{y\partial}$ – 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 [3, с.110] берем среднее значение $k_{y\partial} = 1,935$ для точки К1,К3, для точки К3 $k_{y\partial} = 1,311$.

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot 1,935 = 68,7 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 6,1 = 11,3 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 2,16 = 5,91 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,541 \cdot 2,6 = 5,67 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 6,5 = 12,6 \text{ кА}$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ЭЛЬГАУГОЛЬ, ПС «Б»

5.1 Выбор и проверка выключателей

Выбираем выключатели элегазовые или воздушные, так как следует улучшить подстанции. Следует предельно приблизить ПС «Эльгауголь» и ПС «Б» к цифровой подстанции – одному из главных элементов «интеллектуальной» сети.

Выбор выключателя выполняется согласно следующим параметрам:

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

Проверку выключателей необходимо осуществлять на симметричный ток отключения по условию: $I_{откл.н.н} \geq I_{\tau}$.

Затем производится проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot b_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100^3 i_{at} \quad (64)$$

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

$b_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17];

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

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

$$t = t_{з min} + t_{с.в} \quad (65)$$

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

$t_{\text{н.â}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}},$$

где $i_{\text{âëë}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{оâ}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{âëë}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{т0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{т.д.н.â}} \geq i_{\text{оâ}}; I_{\text{т.д.н.â}} \geq I_{\text{т0}},$$

где $i_{\text{т.д.н.â}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{т.д.н.â}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa} \tag{66}$$

где $I_{\text{оâд}}$ – ток термической стойкости по каталогу [17];

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

B_{ϵ} – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\kappa} = I_{\text{н0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \tag{67}$$

где $t_{\text{дв}} - \text{расчетная продолжительность КЗ [21];}$

$T_a - \text{постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [21].}$

Тепловой импульс тока КЗ составляет:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 25,1^2 \cdot (2,53 + 0,03) = 1613 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем элегазовый выключатель типа HPL 245-220 с приводом BLG.

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

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

$$t = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ составляет:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 18,6 \text{ кА} \quad (68)$$

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

Найдем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость равна:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток для ПС «Б» определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,32)^2 + (4,65)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,03 \text{ кА} \quad (69)$$

Максимальный рабочий ток на ПС «Эльгауголь» определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(33,25 + 24,85)^2 + (14,11 + 9,09)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,164 \text{ кА} \quad (70)$$

Таблица 3 – Каталожные и расчетные данные выбора выключателя на ПС «Б»

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
HPL 245-220	$U_{ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=30 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}}=25,1 \text{ кА}$	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq I_{\dot{\tau}}$
	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\tau}} = 18,6 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq i_{\dot{\Delta}\dot{\tau}}$
	$I_{\dot{\tau}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}0} = 25,1 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq I_{\dot{\tau}0}$
	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 68,7 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}}$
	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}}^2 \cdot t_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\dot{\Delta}} = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}}^2 \cdot t_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq B_{\dot{\Delta}}$

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС «Эльгауголь»

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
HPL 245-220	$U_{ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=164 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}}=2,16 \text{ кА}$	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq I_{\dot{\tau}}$
	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\tau}} = 5,63 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq i_{\dot{\Delta}\dot{\tau}}$
	$I_{\dot{\tau}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}0} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{\dot{\tau}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq I_{\dot{\tau}0}$
	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 5,91 \text{ кА}$	$i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq i_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}}$
	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}}^2 \cdot t_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\dot{\Delta}} = 11,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}}^2 \cdot t_{\dot{\Delta}\dot{\Delta}\dot{\Delta}} \geq B_{\dot{\Delta}}$

Для установки в ОРУ 110 кВ ПС «Эльгауголь» выбираем элегазовый выключатель серии LTV145 - 110 с моторно-пружинным приводом BLK.

Конструкция привода ВЛК разработана с минимальным числом компонентов. Подобная система гарантирует значительную уровень надежности и предъявляет наименьшие требования к техническому обслуживанию привода, а значит и всего выключателя.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне СН также определим для наиболее загруженного выключателя - в цепи трансформатора:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{36,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,189 \text{ кА}; \quad (71)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные выбора выключателя на ПС «Эльгауголь»

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ЛТВ145 - 110	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=189 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{г\delta\epsilon\epsilon.\text{г}\text{г}\text{г}} = 40 \text{ кА}$	$I_{г\tau}=2,6 \text{ кА}$	$I_{г\delta\epsilon\epsilon.\text{г}\text{г}\text{г}} \geq I_{г\tau}$
	$i_{\text{а.г}\text{г}\text{г}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{а}\tau}=5,63 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г}\text{г}\text{г}} \geq i_{\text{а}\tau}$
	$I_{г\delta.\text{н}\epsilon\text{а}}=40 \text{ кА}$	$I_{г0}=2,6 \text{ кА}$	$I_{г\delta.\text{н}\epsilon\text{а}} \geq I_{г0}$
	$i_{\text{а}\delta\text{г}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{о}\text{а}}=5,67 \text{ кА}$	$i_{\text{а}\delta\text{г}} \geq i_{\text{о}\text{а}}$
	$I_{\text{о}\text{а}\text{д}}^2 \cdot t_{\text{о}\text{а}\text{д}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon}=17,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{о}\text{а}\text{д}}^2 \cdot t_{\text{о}\text{а}\text{д}} \geq B_{\epsilon}$

Для установки в КРУ 10 кВ элегазовый выключатель HD4/GT – 12 3150 40.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Таблица 6 – Каталожные и расчетные данные выбора выключателя на ПС «Б»

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
HD4/GT – 12 3150 40	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=3150$ А	$I_{max}=654$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{i\delta\delta\delta.i\hat{i}\hat{i}} = 12,5$ кА	$I_{\tau} = 6,1$ кА	$I_{i\delta\delta\delta.i\hat{i}\hat{i}} \geq I_{\tau}$
	$i_{a.i\hat{i}\hat{i}} = 10,08$ кА	$i_{at} = 0,51$ кА	$i_{a.i\hat{i}\hat{i}} \geq i_{at}$
	$I_{i\delta.n\hat{e}\hat{a}} = 12,5$ кА	$I_{i0} = 6,1$ кА	$I_{i\delta.n\hat{e}\hat{a}} \geq I_{i0}$
	$i_{a\hat{e}\hat{i}} = 32$ кА	$i_{oa} = 11,3$ кА	$i_{a\hat{e}\hat{i}} \geq i_{oa}$
	$I_{\delta\delta\delta}^2 \cdot t_{\delta\delta\delta} = 156$ кА ² ·с	$B_{\epsilon} = 95,2$ кА ² ·с	$I_{\delta\delta\delta}^2 \cdot t_{\delta\delta\delta} \geq B_{\epsilon}$

5.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители необходимы для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они формируют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем нет проверки отключающей способности, т.к. они не предусмотрены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН ПС «Эльгауголь» и ПС «Б» выбираем разъединители АВВ SGF 245n-100 У1+2Е.

Двухколонковые поворотные разъединители типа SGF представляют однополюсными разъединителями наружной установки. Два или три полюса могут быть механически связаны вместе, тем самым формируя группу.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС «Эльгауголь»

1	2	3
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{расч} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{rmax} = 164$ А	$I_{ном} \geq I_{rmax}$
$I_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 5,91$ кА	$I_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		

1	2	3
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

На стороне СН выбираем разъединители АBB SGF123n-100 У1+2Е/

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных на ПС «Эльгауголь»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_p = 189 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,67 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 17,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 17,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

На стороне НН ПС «Б» выбираем разъединители АBB sgf123n-100 y1+2e/ 10.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных на ПС «Эльгауголь»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 654 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Видим, что разъединители соответствует данным условиям и могут быть приняты к установке.

5.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока (ТТ) — это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Цифровые ТТ являются главной частью цифровой подстанции и следственно неотъемлемой частью «интеллектуальных» сетей.

Трансформаторы тока могут присоединяться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и предназначения цепи. На вводных ячейках размещаем трансформатор тока на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух трансформаторов тока.

Ставится трансформатор тока во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов трансформатора тока в генераторной цепи обуславливается от мощности генератора.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (72)$$

К выбору трансформаторов тока приступаем после установки числа и типа измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и имея данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$.

Для обеспечения заданного класса точности обязано соблюдаться требование:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}), \quad (73)$$

На стороне ВН ПС «Эльгауголь» и ПС «Б» выберем оптические измерительные трансформаторы тока НХСТ -220. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (74)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}; \quad (75)$$

где $r_{ПП}$ - сопротивление проводов;

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

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов, подключаемых к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (76)$$

$\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{к} = 0,1$ Ом.

Сечение провода находится по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (77)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U _н , кВ	l, м
220	100 - 150
110	75 - 100
10	10

Берем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет составлять:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом} . \quad (78)$$

Сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,7 + 0,1 = 1,129 \text{ Ом} .$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 12.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС «Эльгауголь»

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 164 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,129 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,91 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 11,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Видим, что трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН ПС «Эльгауголь» выберем оптические измерительные трансформаторы тока NXCT -110. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

1	2	3	4	5
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07

1	2	3	4	5
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор

тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне СН:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (79)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (80)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом.} \quad (81)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_{к} = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 189 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,67 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 17,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Видим, что трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока КОФД 12 D2.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (82)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3200 \text{ А}$	$I_P = 654 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4900 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 95,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим требованиям:

- по вторичной нагрузке.
- по конструкции и схеме соединения;
- по напряжению установки;
- по классу точности;

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения по аналогии как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

Так же с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно

работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем оптический трансформатор напряжения разработки NxtPhase – 220 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 18.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число прибор ов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}; \quad (83)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 1000 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

Видим, что выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН ПС «Эльгауголь» выбираем оптический трансформатор напряжения NxtPhase 110 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800$ ВА	$S_p = 445,5$ ВА	$S_H \geq S_p$

Видим, что выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН ПС «Б» выбираем трансформатор напряжения ТЭС – 10 У1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число прибор ов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Сумма						28	11

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Видим, что выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Видим, что выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.5 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 используются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах требуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток равен:

$$I_{\max \text{ шн}} = \frac{S_{\text{шн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{шн}}} = \frac{11,39}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 327 \text{ А}; \quad (84)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 745 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{но}} = 6,1 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{\text{уд}} = 11,3 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости равно:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{95,2 \cdot 10^6}}{91} = 110,4 \text{ мм}^2, \quad (85)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\text{min}} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (86)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (87)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

Находим максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11300^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (88)$$

где i_{yd} - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины наступающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} , \quad (89)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен: $W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3$.

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, следовательно напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это означает, что они механически прочны.

5.6 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ делаются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току:

$$I_{дон} \geq I_{раб.мах}; \quad (90)$$

-по термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} , \quad (91)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (92)$$

позволено принять:

- для стальных шин – $C = 70$;
- для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;
- для медных шин и кабелей – $C = 165$.

Гибкие шины и токопроводы обычно прикрепляют на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 220 кВ – 5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а по этой причине расчет на электродинамическое действие для гибких шин обычно не делается. Впрочем при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ, а также шины с токами КЗ >20 кА.

Максимальное сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость определяют температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами КЗ

$$Q_{к\ расч} \leq Q_{к\ доп} ; \quad (93)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые алюминиевые шины – $Q_{к доп} = 200^{\circ}C$;

- голые медные шины – $Q_{к доп} = 300^{\circ}C$;

- голые стальные шины – $Q_{к доп} = 400^{\circ}C$.

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки

АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605$ А, диаметр провода $d = 21,6$ мм.

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

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

$$I_{max} = 41,4 \text{ А.}$$

$$I_{max} < I_{доп}.$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

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

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,99 \text{ кВ / см}, \quad (94)$$

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

$r_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентный радиус провода;

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

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{вн}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{1008}{1,08}\right)} = 8,2 \text{ кВ / см}, \quad (95)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 800 = 1008 \text{ см.}$$

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

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \times 8,2 \leq 0,9 \times 31,99;$$

$$8,77 \leq 28,791;$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 115,5 А.

Принимаем гибкие шины АС – 150/24, допустимый ток $I_{\text{дон}} = 450 \text{ А}$, диаметр провода $d = 17,1 \text{ мм}$.

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{дон} = 450 \text{ A.}$$

$$I_{max} = 115,5 \text{ A.}$$

$$I_{max} < I_{дон}.$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ / см}; \quad (96)$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{сн}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{ср}}{r_{эКВ}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{441}{0,855}\right)} = 5,676 \text{ кВ / см}. \quad (97)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$:

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

$$6,07 \leq 29,59$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.7 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (98)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора составляет $H_{из} = 120 \text{ мм}$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (99)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446; \quad (100)$$

Проверка: $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ используют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа PEXLIM Q – 220/ХМ245/123 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
1	2	3	4	5
220	192	154	20	50

На стороне СН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа ОПН PEXLIM R – 110/УН145/123 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
1	2	3	4	5
110	91	86	10	50

На стороне НН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 У1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
1	2	3	4	5
10	15	20	10	40

5.9 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием отправляются на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подключают силовые и контрольные кабели. Использование КРУ дает возможность стимулировать монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все компоненты, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6 –10 кВ используются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

На низкой стороне выбрали КРУ UniGear типа ZS1. Это комплектное распределительное устройство дает возможность применять полностью модульную или полумодульную конфигурации. В комбинации с SafeRing, многоблочными комплектными распределительными устройствами, SafePlus полностью покрывает весь спектр существующих вариантов схем трансформаторных подстанций 10 кВ.

В SafePlus входит полностью герметичный контейнер из нержавеющей стали, в котором находятся рабочие механизмы и коммутационные аппараты. Герметичный стальной контейнер с элегазом, находящимся под небольшим из

быточным давлением, обеспечивает высокий уровень надежности, безопасности персонала и минимальные требования обслуживания.

Таблица 28 – Основные параметры шкафа КРУ SafePlus

Параметры	Значения
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	До 4000
Номинальный ток отключения, кА	До 40
Электродинамическая стойкость, кА	До 125
Тип выключателя	HD4/GT 12
Тип привода к выключателю	Моторный и пружинно-моторный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм ²	4(3×240)
Термическая стойкость, кА/с	До 50
Трансформатор тока	TG-10
Трансформатор напряжения	TJS-10
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

5.10 Выбор и проверка ТСН

Структура потребителей собственных нужд подстанций находится в зависимости от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Самыми ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, следовательно они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при

этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять [4, с.369]

$P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (101)$$

где $\kappa_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент дновременности и загрузки;

$P_{уст} = 250 \text{ кВт}$ – ориентировочная установленная активная мощность с.н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235,294 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ЭЛЬГАУГОЛЬ

6.1 Заземление подстанции Эльгауголь

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

Заземляющее устройство представляет сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Общепринято это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Помимо этого, 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 [21] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (102)$$

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 так:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (103)$$

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

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 220 кВ составляет 251 км.

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

Суммарный емкостный ток в сети 220 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{220 \cdot 251}{350} = 158 \text{ A.}$$

Сопротивление заземляющего устройства равно:

$$R \leq \frac{250}{158} = 1,58 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Согласно плану ПС Эльгауголь, 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 $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (104)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (105)$$

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 относительно разделяется на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей находится по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (106)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (107)$$

принимая значение – 8 штук.

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м}. \quad (108)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_e = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_e} \cdot l_e} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (109)$$

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

l_e – длина вертикальных электродов, м.

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

Нахождение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (110)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

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

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

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (111)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (112)$$

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

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

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 2,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 2,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. 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 называется зоной защиты.

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 [21].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (113)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (114)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один стоящий отдельно.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz} - h_i}{h_{cz}}, \quad (115)$$

где h_{cz} – 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:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (116)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cz1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 22,87 \text{ м}$$

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

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz12} - h_{зн}}{h_{cz12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (117)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{зн}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (118)$$

Таблица 29 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сi}$, м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1 Защита автотрансформатора

Для автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- витковых замыканий в обмотках;
- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Разрешается применение для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение КЗ в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, должна быть рассчитана максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки необходимо предусмотреть

максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах автотрансформатора ставится продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ ставится максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также ставим газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110/35, установленного на ПС Эльгауголь.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах.

7.2 Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала имеет ряд своих особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (119)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{ном.ВН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ A};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 315 \text{ A};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 983 \text{ A}.$$

Для подключения терминала используются трансформаторы тока со следующими номинальными токами обмоток:

- на низкой стороне 1000/5.
- на средней стороне 400/5;
- на высокой стороне 200/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{Т.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{Т.СН} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$K_{Т.НН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Определяем вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{ВН.2} = \frac{I_{ном.ВН}}{K_{Т.ВН}} = \frac{158}{40} = 3,95 \text{ A}; \quad (120)$$

$$I_{СН.2} = \frac{I_{ном.СН}}{K_{Т.СН}} = \frac{315}{80} = 3,9 \text{ A}; \quad (121)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.НН}}{K_{Т.НН}} = \frac{983}{200} = 4,9 \text{ A.} \quad (122)$$

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

$$0,5 \leq K_{ТР.ТТН} \leq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 3,95 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A;}$$

$$I_{ном.СН} = 3,9 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A;}$$

$$I_{ном.НН} = 4,9 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A.}$$

Расчет минимального тока срабатывания I_{dmin*} выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp*} \geq K_{отс} I_{нб.расч*}, \quad (123)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки.

Так как тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо применять уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч*} = \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}; \quad (124)$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 10 МВА принимаем $K'_{пер} = 1,5$,

$$K''_{пер} = 2,5;$$

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{PEГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения автотрансформатора, $\Delta U_{PEГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{BЫP*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{BЫP*} = 0,02$.

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ нужно выбирать по условию отстройки от тока небаланса при $I_{bias*} = 1,25$

$$I_{d.min*} = 1,25 \cdot K_{omc} \cdot \sqrt{(K_{nep} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{pez} + \Delta f_{выр})^2} ; (125)$$

$$I_{d.min*} = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ o.e..}$$

Принимаем $I_{d.min*} = 0,25$.

Выбираем тормозные характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{нб.расч*} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ o.e..}$$

Делаем проверку соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть определяем коэффициент торможения (K_{T1}) через $I_{T.расч*}$ по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{Т.расч*}} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4. \quad (126)$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем $I_{Т.расч*} = 2,25$ для характеристики №4.

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3. \quad (127)$$

Условие выполнено для тормозной характеристики №4.

7.3 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. МТЗ ставится со всех сторон автотрансформатора.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (128)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 1$;

$I_{P.max}$ – максимальный рабочий ток автотрансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А}. \quad (129)$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного короткого замыкания за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.МТЗ}}} = \frac{600}{550} = 1,21. \quad (130)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем равной 0,5 с.

7.4 Защита трансформатора от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично максимальной токовой защите, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки ставим со всех сторон автотрансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков МТЗ с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (131)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$.

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207,375 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

7.5 Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает

возможность выполнить газовую защиту, способную отличать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

У нас обширно применяется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Впрочем принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

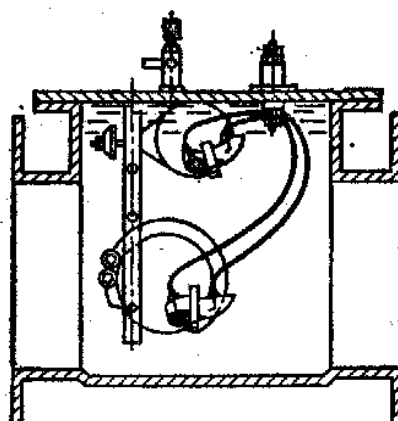


Рисунок 6 – Газовое реле типа BF-80/Q

Плюсы газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных минусов, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, в частности, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на

сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя применять в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF-80/Q.

Защита RET 521 автотрансформатора приведена на листе 6 графической части выпускной квалификационной работы.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

Релейная защита, непрерывно изменяющаяся и расширяющаяся область электроэнергетики, использующая сейчас микропроцессорную аппаратуру и компьютерные программы не только для защиты, но и для комплексного управления электроустановками.

Требования, предъявляемые к релейной защите:

- быстродействие;
- чувствительность;
- селективность;
- надёжность.

Рассмотрим поподробнее требования, предъявляемые к релейной защите. Быстродействие - способность защиты работать с минимальной выдержкой времени. Без выдержки времени могут работать только защиты, которые имеют абсолютной селективностью.

Селективность - способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети.

Чувствительность - способность релейной защиты реагировать на те отклонения от нормального режима, которые возникают в результате повреждения.

Надёжность - способность защиты безотказно действовать в пределах установленной для нее зоны и не работать ложно в режимах, при которых действие релейной защиты не предусматривается.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных электрических сетей и предназначенная для защиты энергосистем и ее элементов от повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита производит автоматическую ликвидацию аварии, например при возникновении ненормальных режимов, или локализацию, к примеру отключает

поврежденный элемент. Релейная защита тесно связана с другими видами электрической автоматики, предназначенной для предотвращения развития аварийных нарушений и быстрого восстановления нормального режима работы энергосистемы и электроснабжения потребителей; автоматического повторного включения (АПВ); автоматического включения резервных источников питания (АВР); автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Для ВЛ 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием дистанционной защиты, высокочастотной блокировкой, токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности упрощения защиты.

Условия работы основных и резервных защит линии 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, рассчитываемые для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети.

8.1 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

Токовая защита нулевой последовательности ПС Призейская - Эльгауголь

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют МТЗ 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 вводится на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

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 спадаания определяем необходимый расчётный ток.

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

I ступень защиты ($t=0$ сек)

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

$$I_{c.з} = k_{зап} \cdot I_{расч} = k_{зап} \cdot 3 \cdot I_{0max} \quad (132)$$

где $k_{зап}$ - коэффициент запаса ($k_{зап} = 1,3$ для линий 220 кВ)

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА} \quad (133)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС «А»).

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА} \quad (134)$$

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.

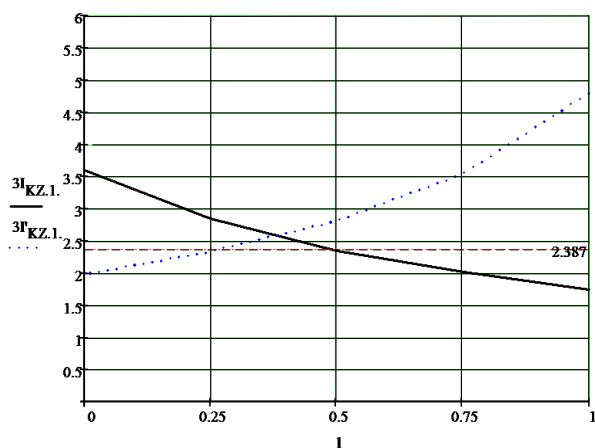


Рисунок 7 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (135)$$

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:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3 \quad (136)$$

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.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444 \quad (137)$$

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):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (138)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2 \quad (139)$$

Защита проходит по чувствительности.

Токовая защита нулевой последовательности ПС «А»- ПС «Б».

1 ступень защиты ($t=0$ сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС «А»).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max} \quad (140)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линий 220 кВ)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА} \quad (141)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС «Б»).

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА} \quad (142)$$

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

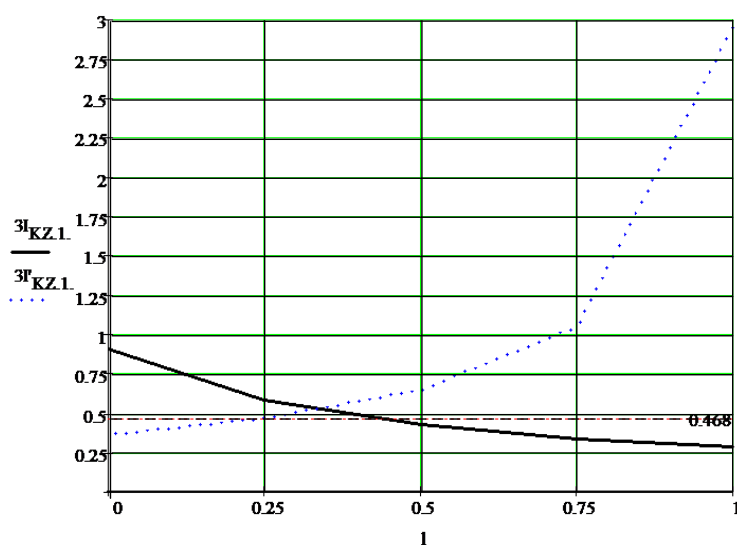


Рисунок 8 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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.

$$I_{cз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (143)$$

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:

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3 \quad (144)$$

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.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156 \quad (145)$$

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):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0,мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (146)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2 \quad (147)$$

Защита проходит по чувствительности.

Токовая защита нулевой последовательности ПС «Б»- Эльгауголь.

I ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС «Б»).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max} \quad (148)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан}=1,2$ для линий 220 кВ)

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА} \quad (149)$$

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

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА} \quad (150)$$

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

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.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (151)$$

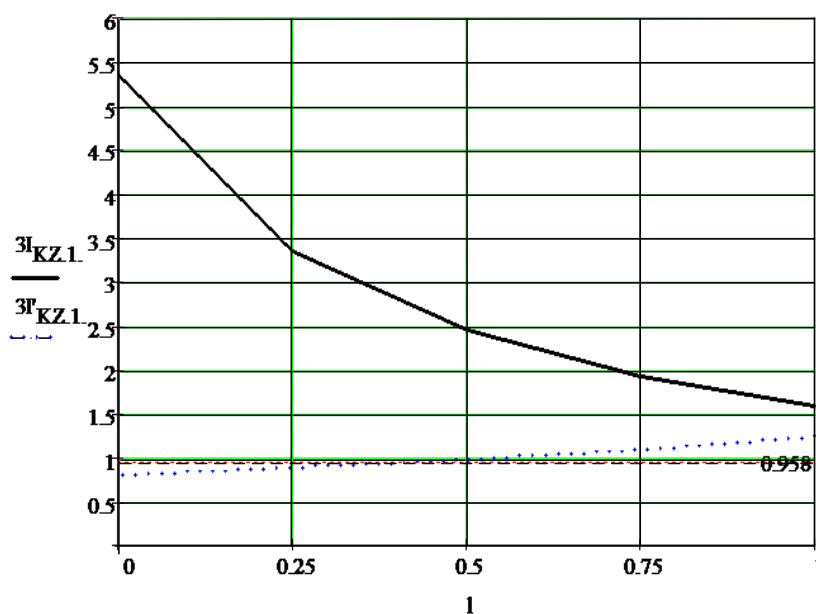


Рисунок 9 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

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 .

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3 \quad (152)$$

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.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072 \quad (153)$$

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):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (154)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2 \quad (155)$$

Защита проходит по чувствительности.

8.2 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала

Защита участка ПС Призейская - ПС «А»

Для защиты линии выбираем микропроцессорный терминал релейной защиты АВВ – REL 511.

Согласно ПУЭ на одиночных линиях имеющих питание с двух или более сторон, как при наличии так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания от многофазных замыканий может быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты. Основными преимуществами дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Так как участок линии запитан только с одной стороны (ПС Призейская), то установка дистанционной защиты целесообразна только на ПС Призейская.

Первая ступень защиты

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_{ВЛ} \quad (156)$$

где $k_3 = 0,85$ - коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с ТТ и ТН.

$$Z_I = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ Ом} \quad (157)$$

Уставка срабатывания второй ступени выбирается для обеспечения защиты линии при КЗ на шинах ПС «А»:

Вторая ступень защиты

Защита должна полностью закрывать линию и шины приемной подстанции, для этого она отстраивается по следующим условиям:

а) Согласование с дистанционными защитами смежных линий.

$$z_{II_i} \leq 0,85 \cdot \left(X_L + 0,85 \cdot X_{л.см} / k_{мок} \right) \quad (158)$$

$$z_{II_1} = 0,85 \cdot \left(16 + 0,66 \cdot 18,2 / 0,351 \right) = 47,78 \text{ Ом} \quad (159)$$

б) Отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции.

$$z_{II_mp} \leq 0,85 \cdot \left(z_L + \frac{z_{mp}}{2} / k_{мок} \right) \quad (160)$$

$$z_{II_mp} = 0,85 \cdot \left(16 + 0,85 \cdot \frac{211}{2} / 0,351 \right) = 230,545 \text{ Ом} \quad (161)$$

Принимаем $z_{II} = 47,78 \text{ Ом}$

$$t_{II} = t_I + \Delta t = \Delta t = 0,5 \text{ с}$$

Найдем коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$k_{IIч} = \frac{z_{II}}{z_{л}} \geq 1,25 \quad (162)$$

$$k_{IIч} = \frac{47,78}{16} = 2,987 \quad (163)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию.

Третья ступень защиты

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы.

Отстраиваемся от максимального тока нагрузки линии:

$$z_{III} = \frac{0,95U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{доп_max} k_n k_g} \quad (164)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение

$I_{доп_max}$ - максимально допустимый ток нагрузки линии

k_n - коэффициент надежности $k_n = 1,2$

k_g - коэффициент возврата реле сопротивления $k_g = 1,1$

$$z_{III} = \frac{0,95 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 1,2 \cdot 1,1} = 132,484 \text{ Ом} \quad (165)$$

Время срабатывания комплектов III ступени согласуется с аналогичными участками.

$$t_{III_л1} = t_{II_л2} + \Delta t$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{IIIч} = \frac{X_{III}}{X_{л}} \geq 1,2 \quad (166)$$

$$k_{IIIч} = \frac{132,484}{16} = 8,28 \geq 1,2 \quad (167)$$

Защита участка ПС «А» - ПС «Б»

Первая ступень защиты

$$Z_I = 0,85 \cdot Z_L \quad (168)$$

$$Z_I = 0,85 \cdot 186 = 157,1 \text{ Ом} \quad (169)$$

Вторая ступень защиты

Защита должна полностью закрывать линию и шины приемной подстанции, для этого она отстраивается по следующим условиям:

а) Согласование с дистанционными защитами смежных линий.

$$z_{II_i} \leq 0,85 \cdot \left(X_L + 0,85 \cdot X_{L.см} \cdot k_{мок} \right) \quad (170)$$

$$z_{II_1} = 0,85 \cdot (186 + 0,85 \cdot 26 \cdot 3,308) = 231,2 \text{ Ом} \quad (171)$$

б) Отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции.

$$z_{II_mp} \leq 0,85 \cdot \left(z_L + \frac{z_{mp}}{2} \cdot k_{мок} \right) \quad (172)$$

$$z_{II_mp} = 0,85 \cdot \left(186 + 0,85 \cdot \frac{211}{2} \cdot 3,308 \right) = 410,3 \text{ Ом} \quad (173)$$

Принимаем $z_{II} = 231,2 \text{ Ом}$

$$t_{II} = t_I + \Delta t = \Delta t = 0,5 \text{ с}$$

Найдем коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$k_{IIч} = \frac{z_{II}}{z_L} \geq 1,25 \quad (174)$$

$$k_{IIIч} = \frac{231,2}{186} = 1,243 \quad (175)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию.

Третья ступень защиты

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы.

Отстраиваемся от максимального тока нагрузки линии:

$$z_{III} = \frac{0,95U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{доп_max} k_n k_g} \quad (176)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение

$I_{доп_max}$ - максимально допустимый ток нагрузки линии

k_n - коэффициент надежности $k_n = 1,2$

k_g - коэффициент возврата реле сопротивления $k_g = 1,1$

$$z_{III} = \frac{0,95 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 0,40 \cdot 1,2 \cdot 1,1} = 228,534 \text{ Ом} \quad (177)$$

Время срабатывания комплектов III ступени согласуется с аналогичными участками.

$$t_{III_л1} = t_{II_л2} + \Delta t$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{IIIч} = \frac{X_{III}}{X_L} \geq 1,2 \quad (178)$$

$$k_{IIIч} = \frac{228,534}{186} = 1,229 \geq 1,2 \quad (179)$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию.

Токовая отсечка без выдержки времени промежутков ПС «Призейская» – ПС «А».

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ за выключателем смежного участка

$$I_{c.3} = k_3 \cdot I_k^{(3)} \quad (180)$$

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

$$I_{c.3} = 1,2 \cdot 3,7 = 4,44 \text{ кА} \quad (181)$$

Оценка чувствительности отсечки первой ступени производится по величине защищаемой зоны или по коэффициенту чувствительности. Зона, защищаемая отсечкой, определяется по кривым спада тока КЗ по линиям в максимальном и минимальном режимах при условии $I_{к.л} \geq I_{c3}^I$.

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{c3}} \geq 1,2 \quad (182)$$

$$k_q = \frac{4,936}{4,44} = 1,112 \geq 1,2 \quad (183)$$

Так как коэффициент чувствительности мал, то проверку произведем по величине защищаемой зоны.

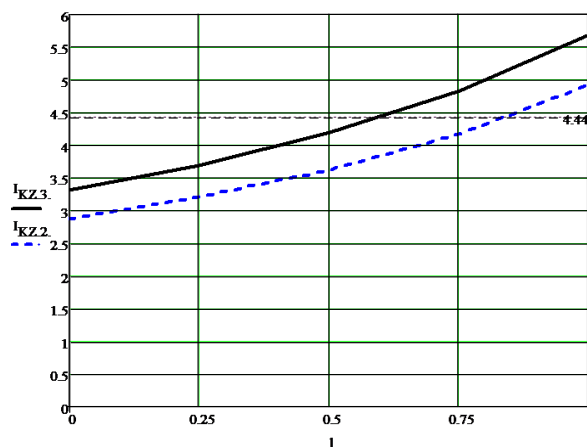


Рисунок 10 – Кривая спада токов 3-х и 2-х фазного КЗ

Из графика видно, что защита закрывает больше 20%, что свидетельствует о целесообразности установки токовой отсечки.

Токовая отсечка без выдержки времени промежутков ПС «А» – ПС «Б».

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ за выключателем смежного участка

$$I_{c.з} = k_з \cdot I_k^{(3)} \quad (184)$$

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

$$I_{c.з} = 1,2 \cdot 1,3 = 1,56 \text{ кА} \quad (185)$$

Оценка чувствительности отсечки первой ступени производится по величине защищаемой зоны или по коэффициенту чувствительности. Зона, защищаемая отсечкой, определяется по кривым спадания токов КЗ по линиям в максимальном и минимальном режимах при условии $I_{к.л} \geq I_{сз}^I$.

$$k_ч = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} \geq 1,3 \quad (186)$$

$$k_ч = \frac{3,204}{1,56} = 2,054 \geq 1,3 \quad (187)$$

Проверим так же токовую отсечку по защищаемой зоне.

Из графика видно, что защита закрывает больше 20%, что свидетельствует о целесообразности установки токовой отсечки.

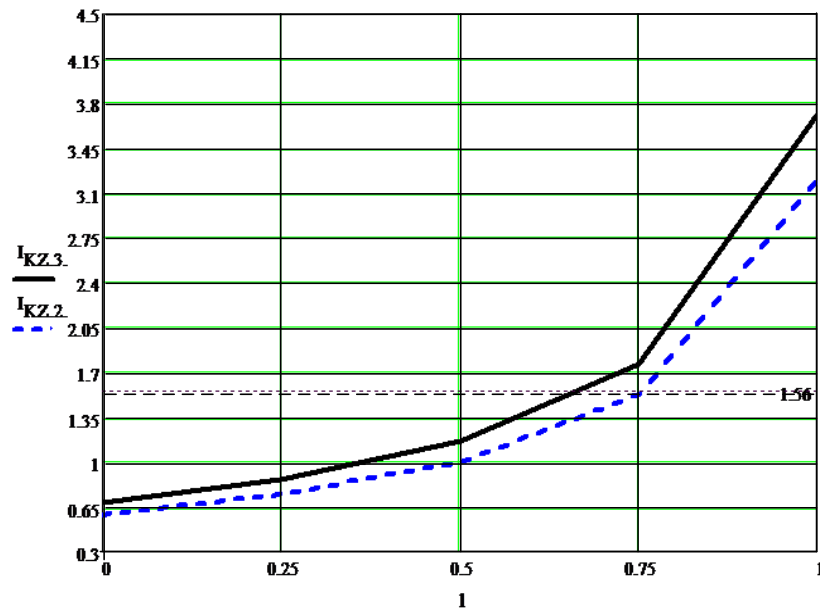


Рисунок 11 – Кривая спада тока 3-х и 2-х фазного КЗ

Токовая отсечка без выдержки времени промежуток ПС «Б» – ПС Эльгауголь.

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ за выключателем смежного участка

$$I_{c.3} = k_3 \cdot I_k^{(3)} \quad (188)$$

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

$$I_{c.3} = 1,2 \cdot 1,03 = 1,236 \text{ кА} \quad (189)$$

Оценка чувствительности отсечки первой ступени производится по величине защищаемой зоны или по коэффициенту чувствительности. Зона, защищаемая отсечкой, определяется по кривым спада тока КЗ по линиям в максимальном и минимальном режимах при условии $I_{к.л} \geq I_{c3}^I$.

$$k_q = \frac{I_{к.мин}}{I_{c3}} \geq 1,3 \quad (190)$$

$$k_v = \frac{1,126}{1,236} = 0,911 \geq 1,2 \quad (191)$$

Проверим так же токовую отсечку по защищаемой зоне.

Из графика видно, что защита закрывает больше 20%, что свидетельствует о целесообразности установки токовой отсечки.

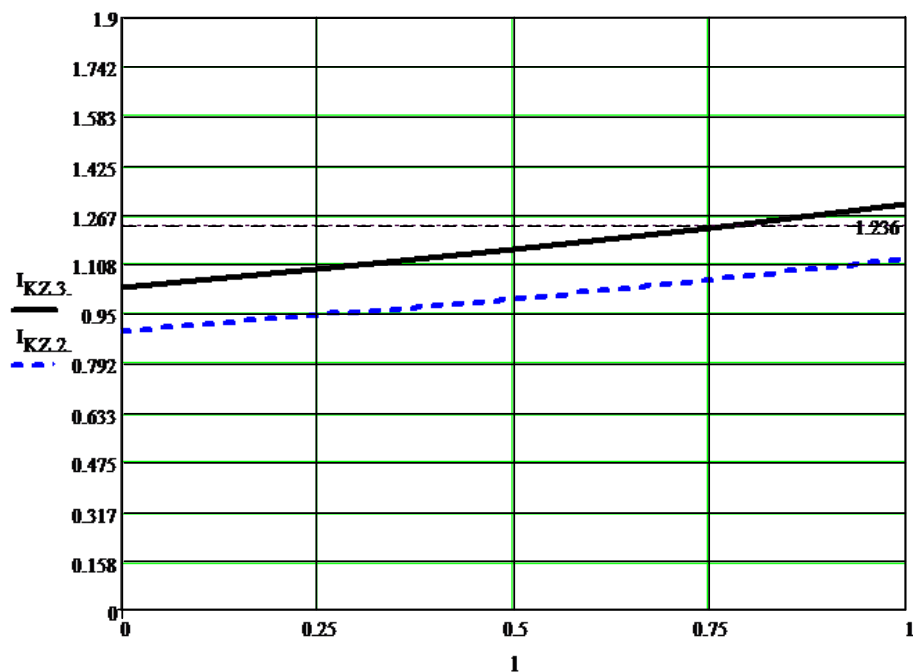


Рисунок 12 – Кривая спадания токов 3-х и 2-х фазного КЗ

8.3 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [23].

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 [23] 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.

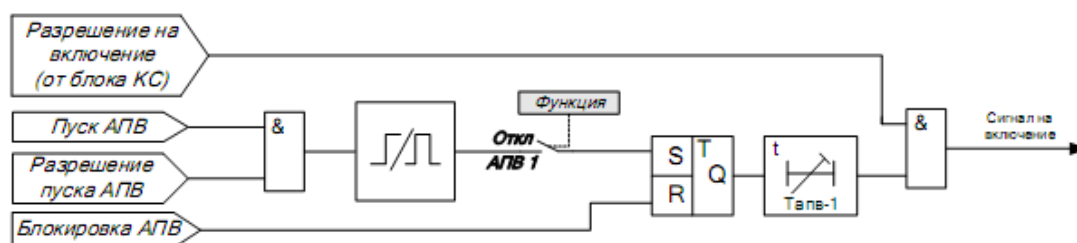


Рисунок 13 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

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. [23].

9 ЦИФРОВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

Для функций контроля, управления (на сигнал) и мониторинга основного оборудования на подстанциях энергокластера создаются цифровые системы управления.

ЦСУ проектируется как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Основой решения является полное и всестороннее применение стандарта МЭК 61850, которое позволяет получить ряд преимуществ перед традиционными АСУТП, а именно:

- Снижение капитальных затрат на кабельные связи и монтаж и наладку;
- Практически полное отсутствие привязки места установки устройств автоматизации к месту установки первичного оборудования;
- Устранение монополии поставщика терминального оборудования за счет стандартизации и унификации сетевых интерфейсов и протоколов;
- Простая интеграция всех систем ПС в единое информационное пространство;
- Повышение скоростей информационного обмена;
- Повышение точности измерений за счет исключения дополнительных погрешностей;
- Экономия средств за счет применения групповых устройств автоматики (одно устройство на несколько присоединений, например терминал резервной защиты);
- Простая замена вышедшего из строя устройства без переконфигурирования коммуникационной части (даже на устройство

другого производителя);

- Снижение эксплуатационных расходов;
- Повышение надежности работы подстанции за счет:
 - средств самодиагностики терминалов и информационных сетей с возможностью раннего выявления нештатных режимов работы оборудования;
 - исключения несанкционированных и неправильных действий персонала;
 - применения волоконно-оптических линий связи обеспечивающих идеальную гальваническую развязку;
 - возможности установки некоторого числа резервных устройств автоматизации и защиты, которые автоматически включаются в работу взамен вышедших из строя.

- Мощный стандартизованный язык описания системы автоматизации подстанции и стройная модель классификации и кодирования с применением унифицированных иерархических понятных имен, что значительно облегчает проектирование наладку и обслуживание системы.

- Возможность однократного описания объектов автоматизации для всех устройств и уровней управления (за счет создания сразу конфигурации для системы автоматизации подстанции, а не для отдельного устройства и унификации с СИМ моделью).

- Возможность создания унифицированного интерфейса для обмена данными между подстанциями

Также значимой причиной использования стандарта IEC 61850 является поддержка его новыми типами первичного оборудования, что облегчает его информационную интеграцию, управления и диагностику.

В ЦСУ выделяется три уровня:

- Нижний уровень (уровень шины процесса);
- Средний уровень (уровень присоединения);

- Верхний уровень (уровень локального пункта управления).

Основным инновационным решением является использование шины процесса (Process Bus), что позволяет получить преимущества, описанные выше.

Шиной процесса является высокоскоростная среда передача данных, обеспечивающая передачу измеренных и преобразованных в цифровой вид мгновенных значений тока и напряжения, положений КА в темпе и с точностью, достаточной для выполнения всех задач ЦСУ, РЗА, АИСУЭР. Шина процесса представляет собой резервируемый оптический канал связи, обеспечивающий передачу данных согласно стандарту МЭК 61850, и организуется в виде сети Ethernet 100BASE-FX.

Для сбора мгновенных значений тока и напряжения на подстанциях 220 кВ «А», «Б» и «Эльгауголь» применяются устройства сопряжения с шиной (УСШ) аналоговых сигналов подключаемые к традиционным измерительным трансформаторам. Данные устройства проводят измерения мгновенных значений тока и напряжения и выдают их по сети Ethernet в формате согласно МЭК 61850- 9.2LE.

Для сбора мгновенных значений тока и напряжения на подстанции 220 кВ «Призейская» устанавливаются оптические трансформаторы тока и напряжения, которые передают измеренные значения в электронно-оптические блоки, находящиеся в ОПУ и передающие информацию в шину процесса.

Для сбора дискретной информации и выдачи команд управления применяются УСШ дискретных сигналов, которые фиксируют текущее состояние коммутационной аппаратуры и других источников дискретных данных, преобразуют их в формат GOOSE сообщения согласно МЭК 61850-8.1 и затем передают их в шину процесса. Также принимают команды в формате GOOSE и меняют состояния своих исполнительных реле. Эти устройства – источники данных, образуют нижний уровень

– уровень процесса создаваемой системы.

К шине процесса подключаются все потребители этой информации – терминалы релейной защиты, контроллеры присоединений и счетчики электрической энергии. Для обеспечения возможности проведения векторных измерений, терминалы РЗА оснащаются модулями векторных измерений (PMU). Перечисленные выше устройства образуют уровень присоединения создаваемой системы.

Для организации взаимодействия устройств среднего уровня между собой, а также с верхним уровнем, организуется сеть передачи данных, работающая в соответствии со стандартом МЭК 61850-8.1 - шина подстанции.

Резервирование технологических сетей передачи данных выполняется в соответствии с рекомендациями МЭК 62439.

Уровень локального пункта управления организован сервером SCADA, коммуникационным контроллером и АРМ ЦСУ. На сервере должна концентрироваться вся информация от смежных систем.

Для проведения наладки и испытаний ЦСУ оснащается испытательной установкой с поддержкой симуляции потока данных стандарта МЭК 61850-9.2LE.

Синхронизация устройств ЦСУ обеспечивается с помощью сервера точного времени. Синхронизация устройств должна осуществляться по протоколам NTP, 1PPS или PTP (IEC 61588). Конкретное решение определить на стадии рабочего проектирования при выборе оборудования.

10 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (АИС УЭР)

На объектах энергокластера «Эльгауголь» создается АИС УЭР сегментов интеллектуальной сети.

АИС УЭР энергокластера «Эльгауголь» имеет двухуровневую структуру:

- Нижний уровень – Информационно-измерительный комплекс (ИИК).
- Верхний уровень – Информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

На подстанциях «Призейская», «А» и «Б» предусматривается установка цифровых счетчиков, поддерживающих взаимодействие с шиной процесса по протоколу МЭК 61850-9.2LE.

На подстанции «Эльгауголь» для подсетей 220, 110 и 35 кВ в качестве средств измерений устанавливаются серверы iSAS.

В качестве исходной информации для расчётов устройства ИИК получают мгновенные значения токов и напряжений, от устройств сопряжения с шиной соответствующего присоединения, посредством оптической линии связи в формате стандарта МЭК 61850-9.2LE. На основании этой информации устройства ИИК вычисляют интервальные приращения активной и реактивной энергии/мощности, а также заданные параметры электрической сети.

Цифровые счетчики не поддерживают работу в резервируемых сетях PRP, поэтому должны подключаться к шине процесса через единственный порт, с равномерным распределением подключенных приборов к основному и резервному сегментам.

Сервер iSAS подключается к основному и резервному сегментам шины процесса через оптические порты и поддерживает работу в сетях с PRP.

Счетчики используют протокол DLMS и организуются в отдельную VLAN. Передача данных от устройств ИИК на уровень ИВК

(в составе ЦУГП на ПС 220 кВ «Призейская») производится в среде Ethernet через коммуникационный контроллер ЦСУ. Данные АИСУЭР не архивируются в сервере ЦСУ.

10.1 Центр управления группой подстанций (ЦУГП)

Центр управления группой подстанций энергокластера располагается на ПС 220 кВ «Призейская».

ПТК ЦУГП представляет собой программно-технический комплекс, функционирующий в режиме 24x7 и предназначенный для обеспечения оперативно - технологического управления оборудованием подстанций, входящих в ЦУГП.

В состав компонентов ТОУ, охватываемых ИС кластера Эльгауголь, входят:

- ПС 220 кВ «Призейская»: ВЛ 220 кВ «Призейская – «А» – ВЛ 220 кВ «Призейская – «Б»;
- ПС 220 кВ «Эльгауголь»: все присоединения 220, 110 и 35 кВ;
- ПС 220 кВ «Б».

Центр управления группой подстанций энергокластера Эльгауголь имеет дублированное ядро системы (коммуникационный процессор - ЦППС, сервер SCADA и сервер реляционной БД, работающие по схеме резервирования), включающие приложения генерации отчетов.

Функции подсистем могут быть доступны с любого АРМ благодаря высокоскоростным каналам связи, конкретная возможность работы с приложениями определяется подсистемой ограничения прав доступа.

Данные в систему ПТК ЦУГП поступают с четырех подстанций энергокластера и с Амурского ПМЭС/МЭС Востока (данные о прилегающей к энергокластеру сети) через сервера ЦППС по каналам сбора и ретрансляции телемеханической информации.

Серверная часть системы размещается в шкафах, оборудованных системой бесперебойного питания.

Обмен данными между серверами и рабочими станциями осуществляется с помощью резервированной гигабитной локальной сети, построенной на базе маршрутизирующих коммутаторов, поддерживающих технологии VLAN, RSTP, приоритезацию и фильтрацию трафика.

Обмен данными с другими узлами и удаленными клиентами осуществляется через Firewall с поддержкой VPN и шифрования трафика.

Программно-аппаратный комплекс синхронизирует локальное время серверов и рабочих с единым астрономическим временем с помощью GPS-приемника, включенного в состав поставки. Синхронизация осуществляется по локальной сети по протоколам NTP/SNTP.

АРМ системы располагаются непосредственно в помещении ЦУГП и связаны между собой технологической локальной сетью ЦУГП.

10.2 Адаптивная автоматическая система оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ)

ААСОУ представляет собой программно-технический комплекс, обеспечивающий выполнение общесистемных и прикладных расчетно-аналитических задач.

Целью создания адаптивной автоматической системы оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ) энергокластера «Эльгауголь» является минимизация потерь электроэнергии на транзите двух ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь и повышение качества электроснабжения потребителей при автоматическом поддержании заданных уровней напряжений на шинах подстанций, входящих в энергокластер в условиях изменения режимов работы сети и состава включенного в работу оборудования.

Создание ААСОУ энергокластера «Эльгауголь» наряду с созданием других систем, входящих в состав программно-технического комплекса ЦУГП, сформируют участок интеллектуальной электроэнергетической системы – активно-адаптивную сеть энергокластера «Эльгауголь».

При создании ААСОУ решаются следующие задачи:

- а) Разработка способа и структуры автоматического управления комплексом средств компенсации реактивной мощности;
- б) Разработка алгоритмов управления для создания программного обеспечения системы;
- в) Разработка технических требований к программно-техническим комплексам информационно-технологических систем уровня подстанций и ЦУГП для создания программно-аппаратной платформы, необходимой для выполнения алгоритмов активно-адаптивного управления напряжением и реактивной мощностью энергокластера;
- г) Разработка программно-технического комплекса для подстанций кластера и центра управления;
- д) Разработка динамической управляемой модели электрической сети энергокластера «Эльгауголь», функционирующей в темпе протекания технологического процесса и используемой в качестве платформы для проверки алгоритмов ААСОУ.
- е) Ввод системы в опытную эксплуатацию с действием «на сигнал».
- ж) Исследование свойств системы в реальных условиях эксплуатации.

Объектом управления для ААСОУ является участок электрической сети, включающий в себя основное электротехническое оборудование ПС 220 кВ «Призейская», ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 кВ «А» и ПС 220 кВ «Б», а также ЛЭП, отходящие от этих подстанций. Для разработки и отладки алгоритмов ААСОУ разрабатывается расчетная модель, содержащая указанные объекты и эквивалентную часть прилегающей сети и электростанций.

В состав контролируемого оборудования, необходимого для выполнения технологических алгоритмов адаптивного автоматического оптимального управления, входят:

- присоединения ВЛ;

- коммутационные аппараты;
- трансформаторы и автотрансформаторы;
- средства компенсации реактивной мощности.

В состав управляемого оборудования на ПС 220 кВ «Эльгауголь» входят:

- УШРТ-1, УШРТ-2 (РТУ 25000/110), производства компании ООО «НПЦ «Энерком-Сервис»;

- РПН АТ-1, РПН АТ-2 (АТ 220/110/35; 125000 кВА; $\pm 6 \times 2\%$); – БСК-1, БСК-2, БСК-3, БСК-4 (110 кВ).

В состав управляемого оборудования на ПС 220 кВ «Призейская» входят:

- УШР-1 (РТУ 100000/220);

- РПН Т-1, РПН Т-2;

- ШР-1, ШР-2;

В состав управляемого оборудования на ПС 220 кВ «А» входят: – РПН Т-1, РПН Т-2 (Т 220/35/10; 10000 кВА; $\pm 12 \times 1\%$);

В состав управляемого оборудования на ПС 220 кВ «Б» входят: – РПН Т-1, РПН Т-2 (Т 220/35/10; 10000 кВА; $\pm 12 \times 1\%$);

В состав указанных объектов управления также входят и их локальные системы автоматического управления: САУ УШР, АРКТ и АУВ. Рассчитанные на верхнем уровне ААСОУ управляющие воздействия передаются по цифровым каналам связи на локальные системы автоматического управления для реализации.

Структура ААСОУ строится по иерархическому принципу, состоит из трех уровней:

- нижний – реализован системами управления СКРМ (входят в поставку производителей электротехнического оборудования УШР, АРКТ, АУВ) обеспечивает по команде среднего уровня в необходимом объеме ввод\вывод оборудования СКРМ или изменение объема производства потребления реактивной мощности;

- средний – ААСОУ ПС (уровень объекта (подстанции)) – реализует групповое адаптивное управление СКРМ установленных на подстанциях с целью их оптимальной загрузки по команде с верхнего уровня ААСОУ;

- верхний уровень – ААСОУ ЦУГП – реализует задачи сбора и обработки информации о Энергокластере (при необходимости прилегающей сети) и формировании управляющих воздействий на основе алгоритмов, позволяющих минимизировать потери мощности на транзите по двум ВЛ 220 кВ «Призейская – Эльгауголь».

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

В настоящее время на подстанциях 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 влияние различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Эльгинское месторождение 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 31 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [2]

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив. средства защиты	Индивид. средства защиты
1	2	3	4	5
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2. Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	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 Эльгинском месторождении 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.

11.2 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°C).

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 2.2.4.3359-16 "Отопление, вентиляция и кондиционирование" должны поддерживаться параметры: температура воздуха (22-24°C), 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 противошумных 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.

11.3 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.

11.4 Экологичность

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции Эльгинского месторождения, 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.

Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции Эльгинского месторождения 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.

Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории Эльгинского месторождения. 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 конструкций;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

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 Эльгауголь в ОРУ установлено два автотрансформатора типа АТДЦТН 63000/220, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – автотрансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 63 МВА. Класс напряжения - 220 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [4] определяем допустимый уровень звука: $DU_{LA} = 45$ дБА. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [4] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 99 \text{ дБА}$.

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

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^3 10^{0,1 \cdot 99} = 102 \text{ дБ}; \quad (201)$$

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

$$L_{\Sigma WA} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (202)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (203)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DV_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (204)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{102-45}{10}}}{6,28}} = 282 \text{ м}.$$

Минимальное расстояние от ПС Эльгауголь до границы посёлка составляет 282 м, а ПС находится на расстоянии 510 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

11.5 Чрезвычайные ситуации

Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Эльгауголь

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.

Обеспечение пожарной безопасности на ПС Эльгауголь

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 тропах 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:

- 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 [4], 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 ($d_{сн} = 13$ 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 32 [5].

Таблица 32 – 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 допускае тся

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 напряжением 220 кВ подстанция Призейская – подстанция Эльгауголь В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика Эльгинского месторождение;
- рассчитаны нагрузки Эльгинского месторождение;
- строительство 2 й линии ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь;
- выполнена реконструкция ПС Эльгауголь;
- раскрыто понятие «интеллектуальной» сети, описаны ее основные функции, достоинства, возможности реализации;
- 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 Эльгауголь с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор релейной защиты и автоматики на ПС Эльгауголь;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Эльгауголь.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – Эльгинского месторождение.

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 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 5 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 6 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.
- 7 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.
- 8 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
- 9 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.
- 10 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.
- 11 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

- 12 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.
- 13 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
- 14 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 15 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.
- 16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
- 17 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.
- 18 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.
- 19 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015. - 105 с.
- 20 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 21 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
- 22 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
- 23 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.
- 24 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.