

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) программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения космодрома Восточный в связи со строительством III очереди развития космодрома

Исполнитель _____ О.Е. Матюхина
студент группы 942 об3 (подпись, дата)

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

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

Нормоконтроль _____ Л.А. Мясоедова
ст.преподаватель (подпись, дата)

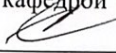
Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Матюхиной Ольги Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расчетные симуляторы внешнего электромагнитного воздействия Возможны в связи со строительством тт очереди разницы наводнения
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-УЧ)
2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные схемы подстанции 220кВ ГПП, данные контрольных замеров за 2022 год.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристики разницы в области релейной защиты, определение электромагнитных нагрузок, проверка мощности транс-в на КТП с учетом мощности трансформатора, расчет э.п. на стороне 10кВ КТП и КТП/2, определение нагрузок тт. в с, проверка трансформатора на ПС 220/10/10, разработка вав-в наводнения ПС 220кВ ПП, расчет тт в, вав-в проверка сборки, расчет магнитизации, расчет защиты, расчет на защиту автотра, сброс и экономика.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) работа содержит 126 с., 12 рисунков, 50 таблиц, 30 источников, 6 приложений

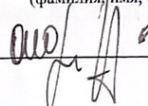
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним раз-

делов) Децет, кандидат технических наук Андрей Борисович Бурманов - раздел «Безопасность и экологичность»

7. Дата выдачи задания 5.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов - кандидат технических наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата):  5.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 126 с., 13 рисунков, 50 таблиц, 30 источников, 6 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ГЛАВНАЯ ПониЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

В бакалаврской работе была проведена реконструкция системы внешнего электроснабжения космодрома Восточный.

Актуальность и практическая значимость данной темы не падает за последнее время по причине сложной политико-экономической ситуации на космодроме «Байконур», что требует создание максимально надежной и бесперебойной системы электроснабжения космодрома, находящегося на территории собственной страны.

Основная цель выпускной квалификационной работы – произвести реконструкцию системы внешнего электроснабжения космодрома, в связи с расширением ПС 220 кВ ГПП и строительством дополнительной линии.

Для подстанции были определены расчетные нагрузки, рассчитаны токи короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования, построена однолинейная схема ПС, выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты автотрансформатора на микропроцессорной базе. Рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

В работе использованы следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, ПВК MathCad 15.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика размещения объекта реконструкции	10
1.1 Климатогеографическая характеристика	10
1.2 Характеристика потребителей электрической энергии	12
2 Определение электрических нагрузок	13
2.1 Расчет электрических нагрузок	13
2.2 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Проверка мощности трансформаторов на КТП с учетом компенсации реактивной мощности	23
3.1 Проверка трансформаторов КТП	23
3.2 Компенсации реактивной мощности	25
3.3 Определение коэффициентов загрузки трансформаторов	27
4 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ КТП №1 и КТП №2	29
5 Определение нагрузок питающей подстанции	31
5.1 Определение нагрузок питающей подстанции	31
5.2 Проверка номинальных напряжений и источников питания для ПС	33
6 Проверка трансформаторов на ПС 220/110/10 кВ	36
6.1 Проверка силовых автотрансформаторов	36
6.2 Проверка регулировочных трансформаторов	38
7 Разработка вариантов подключения питающей подстанции и технико-экономическая оценка вариантов	40
7.1 Разработка вариантов подключения ПС 220 кВ ГПП с существующей сети и расчет сечений линии	40
7.2 Технико-экономическая оценка вариантов	41
8 Расчет токов короткого замыкания	46

8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции	46
8.2 Расчет токов замыкания на землю в сети 10 кВ	52
9 Выбор и проверка оборудования	53
9.1 Определение максимальных рабочих токов	56
9.2 Выбор типа распределительного устройства	57
9.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	58
9.4 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ	69
9.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	72
9.6 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	79
9.7 Выбор и проверка изоляторов	82
9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	83
9.9 Выбор аккумуляторных батарей	84
9.10 Выбор системы оперативного тока	86
9.11 Выбор ОПН	87
10 Расчет молниезащиты ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	89
11 Расчет заземления ПС 220/110/10 кВ «ГПП»	91
12 Релейная защита автотрансформатора	97
12.1 Описание принятой цифровой защиты	97
12.2 Расчет параметров срабатывания защиты	97
13 Безопасность и экологичность	110
13.1 Безопасность	110
13.2 Экологичность	113
13.3 Чрезвычайные ситуации	117
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А. Технические параметры АТ	127
Приложение Б. Технические параметры КРУЭ 220 кВ	128
Приложение В. Технические параметры КРУЭ 110 кВ	131
Приложение Г. Технические параметры КРУ 10 кВ	134

Приложение Д. Выбор ОПН	136
Приложение Е. Расчет молниезащиты	143
Приложение Ж. Технико-экономический расчет	154

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» - это первый российский гражданский космодром, расположенный на Дальнем Востоке в Амурской области вблизи города Циолковского, в 45 км севернее города Свободного. В связи с политической важностью данного объекта электроэнергетики существует острая необходимость поддержания безопасной и экономичной системы электроснабжения в условиях роста его энергопотребления и технического совершенствования, а также строительством новых комплексов космодрома «Восточный». В частности – комплекса сбора и обработки информации.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции уже существующей системы электроснабжения космодрома в связи со строительством новой линии электропередачи 220 кВ «Амурская – ГПП».

На данный момент, подстанции 220/110/10 кВ «ГПП» питается по одной линии электропередачи 220 кВ Ледяная – ГПП. При этом, возникает необходимость строительства второй линии 220 кВ от ПС 500 кВ Амурская, в связи с ростом потребления объектов космодрома «Восточный».

Данная работа посвящена вопросам строительства нового комплекса сбора и обработки информации – КСИСО, нагрузки которого будут подробно рассчитаны в выпускной квалификационной работе. Остальные нагрузки будут рассчитаны с учетом перспективного роста энергопотребления.

Подстанция 220/110/10 кВ «ГПП» - подстанция нового поколения, тип распределительного устройства 220 кВ и 110 кВ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией – КРУЭ. Строительство дополнительной ячейки описано в разделе технико-экономической оценки вариантов включения новой линии электропередач.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как значимость этого космодрома для Российской Федерации сложно переоценить и особо важное

значение занимает создание надежной, экономичной, безопасной и экологичной системы электроснабжения.

В частности, актуальность данной темы не падает за последнее время по причине сложной политико-экономической ситуации на космодроме «Байконур», что требует создание максимально надежной и бесперебойной системы электроснабжения космодрома, находящегося на территории собственной страны.

Основная цель выпускной квалификационной работы – произвести реконструкцию системы внешнего электроснабжения космодрома, в связи с расширением ПС 220 кВ ГПП и строительством дополнительной линии.

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

1. Разработка системы электроснабжение комплекса средств измерений, сбора и обработки информации.
2. Реконструкция питающей подстанции
3. Расчет молниезащиты подстанции
4. Расчет заземления подстанции
5. Релейная защита автотрансформатора

В ходе работы была также оценена инвестиционная привлекательность проекта и возможность дальнейшего внедрения данной работы в последующие разработки и диссертации.

Таким образом, ожидаемый экономический эффект проекта несет положительный характер, сроки окупаемости проекта имеют низкие значения.

Графическая часть работы содержит 7 листов формата А1.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: MS Office Word 2015; MS Office Visio 2016; Mathcad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатогеографическая характеристика

Объекты космодрома размещены на территории Свободненского района. Свободненский район как административно–территориальная единица расположен в Амурской области России. Граничит на северо-западе с Шимановским, на северо-востоке - с Мазановским, на юге - с Благовещенским районами области, на западе - государственная граница с КНР.

Свободненский район занимает территорию в 7318,18 кв.км. Административный центр - город Свободный. В районе 41 населенный пункт в составе 15 сельских поселений.

В пределах Свободненского района разведаны месторождения бурого угля, огнеупорных глин, формовочных песков и различных строительных материалов. В недрах земли много извести, рассыпного золота и гравия, который может быть использован как строительный материал.

Климат района носит муссонный характер. Влияние материка главным образом проявляется зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию района, обуславливая суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды. Летом воздушные потоки проникают с Тихого океана, принося облачную и дождливую погоду. Весна и осень являются переходными периодами.

На рисунке 1, показано расположение Свободненского района, в таблицу 1 внесены климатические условия [14].

Характеристики климатического района будут использованы в работе для выбора оборудования, проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции



Рисунок 1 – Расположение Свободненского района

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	18
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	15
Среднегодовая температура января, С	-28
Среднегодовая температура июля, С°	+20
Число грозных часов	От 20 до 40
Климатическая зона	III

1.2 Характеристика потребителей электрической энергии

Объекты космодрома «Восточный» относятся к потребителям, приравненным к промышленным, они характеризуются большими сосредоточенными нагрузками и повсеместным использованием асинхронных и синхронных двигателей.

По режиму работы потребители электрической энергии космодрома Восточный имеют продолжительный режим работы. По мощности и напряжению объекты космодрома являются потребителями малой, средней и высокой мощности напряжением 220-380 В.

Коэффициенты мощностей приемников лежат в пределах 0,7 – 0,9.

По надежности электроснабжения потребители электроэнергии подразделяются на потребителей I, II, III и I особой категории.

Потребители космодрома «Восточный» относятся к первой и первой особой категории по надежности.

Особой группой являются потребители, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров. Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания, перерывы электроснабжения не допускаются. На проектируемом объекте к этой категории относятся два потребителя: здание унифицированного технологического модуля и резервуары противопожарного запаса воды с насосной станцией [17].

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данная глава посвящена расчету электрических нагрузок для КТП. На космодроме планируется к установке новый комплекс сбора и обработки информации – КСИСО, нагрузки которого подробно рассчитаны в данной главе.

Расчет питания подстанции 220 кВ ГПП рассчитан в дальнейших главах.

2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок, работающих в продолжительном и повторно-кратковременном режимах

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном (продолжительном) режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников определяют, как алгебраическую сумму номинальных

мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{\text{НОМ}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{\text{НОМ}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{НОМ},i} = \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} \cdot \text{tg}\phi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{И}}, \quad (4)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\phi \quad (5)$$

Приведем пример расчета электрических нагрузок для очистных сооружений, в таблице 2 представлены наименования электроприемников и их основные характеристики.

Таблица 2 – Параметры электроприемников очистных сооружений

Наименование ЭП	Кол. ЭП	$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$P_{\text{НОМ}\Sigma}$, кВт	$K_{\text{И}}$	$\text{tg}\phi$	Средняя мощность ЭП	
						$P_{\text{ср}}$, кВт	$Q_{\text{ср}}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Приточная установка П1(электронагреватель)	1	15	15	0,8	0,33	12	3,96

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Приточная установка П1 (двигатель вентилятора)	1	1	1	0,7	1,02	0,7	0,71
Установка «Топаэро 7»	1	5	5	0,85	0,88	4,25	3,74
Погружной насос Unifit AP12.40.04.1	2	1,5	3	0,8	0,62	2,4	1,49
Таль электрическая	2	2	4	0,2	1,52	0,8	1,22
Установка обеззараживания сточных вод ОДВ-8С	1	0,7	0,7	0,85	0,62	0,6	0,37
Печь электрическая	4	5	20	0,8	0,33	16	5,28
Вентилятор осевой В1	1	0,5	0,5	0,7	1,02	0,35	0,36
Погружной насос Unifit КР 250 М1	1	1,5	1,5	0,8	0,62	1,2	0,74
Телекоммуникационный шкаф 18U	1	5	5	0,9	0,54	4,5	2,43
Насос SEG.40.09.50В КНС	1	2,5	2,5	0,8	0,62	2	1,24
ЯТП-0.25 220/12В	1	0,5	0,5	0,2	1,02	0,15	0,15

На данном объекте можно выделить 6 характерных групп электроприемников:

1. Насосы;
2. Вентильные установки;
3. Электронагревательные установки;
4. Установки обеззараживания воды;
5. Электроприемники с $K_u = 0,2$;
6. Электроприемники с $K_u = 0,9$;

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, средневзвешенный коэффициент использования, $\text{tg}\phi$, эффективное число ЭП, расчетные мощности и расчетный ток.

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\Sigma P_{\text{cp}} = \sum_1^m P_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{И}}, \quad (6)$$

$$\Sigma Q_{\text{cp}} = \sum_1^m P_{\text{cp}} \cdot \text{tg}\phi, \quad (7)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{\text{И}} = \Sigma P_{\text{cp}} / \Sigma P_{\text{НОМ}}. \quad (8)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / P_{\text{НОМ.МАХ}}, \quad (9)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{\text{cp}}, \quad (10)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_{\text{и}} \geq 0,2 \quad Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ср}}, \quad (11)$$

$$\text{При } n_{\text{э}} > 10 \text{ и } K_{\text{и}} < 0,2 \quad Q_{\text{р}} = Q_{\text{ср}}. \quad (12)$$

Таблица 3 – Характерные категории ЭП

Категория	$P_{\text{ном}\Sigma},$ кВт	$P_{\text{ср}\Sigma},$ кВт	$Q_{\text{ср}\Sigma},$ квар	$k_{\text{и}}$	$\text{tg}\varphi$	$n_{\text{э}}$	$K_{\text{р}}$	$P_{\text{расч}},$ кВт	$Q_{\text{расч}},$ квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Насосы	7	5,6	3,47	0,8	0,62	3	1	5,6	3,82
Вентильные установки	1,5	1,05	1,07	0,7	1,02	2	1,14	1,2	1,34
Электронагревательные установки	35	28	9,24	0,8	0,33	5	1	28	10,16
Установки беззараживания воды	5,7	4,85	3,63	0,85	0,75	2	1	4,85	3,99
Электроприемники с $K_{\text{и}} = 0,2$	4,5	0,9	1,14	0,2	1,27	3	2,31	2,1	1,25
Электроприемники с $K_{\text{и}} = 0,9$	5	4,5	2,43	0,9	0,54	1	1	4,5	2,67
Итого								46,25	23,54

Расчет для остальных объектов выполняется таким же образом, результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета нагрузок для объектов КСИСО

Объект	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, квар	$k_{и}$	$tg\varphi$	$n_{э}$	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Унифициро- ванный тех- нологический модуль	3977	1591	1372,4	0,4	0,86	92	1	1590,8	1509,6
Резурвуары противопо- жарного за- паса воды с насосной станцией	62,9	31,4	18,86	0,5	0,6	11	1,04	32,7	21,6
Шкаф соб- ственных нужд КДЭ 800 кВА	25,2	25,2	9,8	0,8	0,39	1	1	25,2	10,8
Шкаф соб- ственных нужд КДЭ 50 кВА	7	7	2,73	0,8	0,39	1	1	7	3
Площадка перспектив- ных т/средств	173	34,7	29,83	0,2	0,86	5	1,72	60	56,4
Пилон под НКП-Р-3	79,4	47,6	31,24	0,6	0,66	12	1,05	50	36,1
Пилон под КПИ-5	79,4	47,6	31,24	0,6	0,66	12	1,05	50	36,1
Пилон под КПИ-5	79,4	47,6	31,24	0,6	0,66	12	1,05	50	36,1
Пилон под НКП-Р-3	79,4	47,6	31,24	0,6	0,66	12	1,05	50	36,1
Юстировоч- ная вышка	46,4	31,3	20,87	0,55	0,67	7	1,1	34,4	25,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Закрытая стоянка для спецавтомобилей с убежищем ГО	2293	1032	515,28	0,45	0,5	39	1	1031,9	566,8
КПП	260	151,3	80,68	0,58	0,53	46	1	151,3	88,8
ШС 1	83,4	51,7	15,67	0,62	0,3	29	1	51,7	17,2
ШС 2	83,4	51,7	15,67	0,62	0,3	29	1	51,7	17,2

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Для расчета осветительной нагрузки будем пользоваться методом удельной мощности [9].

Осветительная нагрузка объекта будет определяться по следующему выражению:

$$P_{o.n} = S \cdot a \cdot k_n \quad (13)$$

где S – площадь объекта;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м² [9]

Пример расчета для очистных сооружений:

$$P_{o.n} = 36 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 0,73 \text{ кВт}$$

$$Q_{o.n} = P_{o.n} \cdot \text{tg}\varphi \quad (14)$$

$$Q_{o.n} = 0,79 \cdot 0,88 = 0,65 \text{ квар}$$

Расчет наружного освещения КСИСО:

$$P_{o.n} = 1500 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 30,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{o.n} = 30,6 \cdot 0,88 = 26,93 \text{ квар}$$

Осветительные нагрузки сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Мощность осветительной нагрузки

Объект	S, м ²	a, Вт/м ²	P _{о.н} , кВт	Q _{о.н} , квар
1	2	3	4	5
Унифицированный технологический модуль	1520	0,0024	12,92	11,37
Резервуары противопожарного запаса воды с насосной станцией	28,8	0,0024	0,2	0,17
Юстировочная вышка	18	0,0024	0,12	0,11
КПП	308	0,015	2,62	2,3
Закрытая стоянка для спецавтомобилей с убежищем ГО	1100,4	0,0024	12,58	11,07
Очистные сооружения	36	0,0024	0,73	0,65
Наружное освещение	1500	0,0024	30,6	26,93

Полная активная мощность каждого объекта будет представлять собой сумму расчетной и осветительной нагрузки:

$$P_{\Sigma p} = P_p + P_{o.n} \quad (15)$$

$$Q_{\Sigma p} = Q_p + Q_{o.n} \quad (16)$$

Полная расчетная мощность определяется как:

$$S_{\Sigma p} = \sqrt{P_{\Sigma p}^2 + Q_{\Sigma p}^2} \quad (17)$$

Полный расчетный ток:

$$I_{\Sigma P} = \frac{S_{\Sigma P}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (18)$$

где $U_{\text{НОМ}}=0,4$ кВ.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результирующие параметры нагрузок объектов КСИСО

Объект	$P_{\Sigma P}$, кВт	$Q_{\Sigma P}$, квар	$S_{\Sigma P}$, кВА	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$I_{\Sigma P}$, А
1	2	3	4	5	6	7
Очистные сооружения	46,98	24,19	52,84	0,89	0,52	76,27
Унифицированный технологический модуль	1603,72	1521,01	2210	0,73	0,95	3190
Резервуары противопожарного запаса воды с насосной станцией	32,89	21,74	39,43	0,83	0,66	56,91
Шкаф собственных нужд КДЭ 800 кВА	25,18	10,78	27,39	0,92	0,43	39,54
Шкаф собственных нужд КДЭ 50 кВА	7	3	7,62	0,92	0,43	11
Юстировочная вышка	34,55	25,37	42,86	0,81	0,73	61,87
Закрытая стоянка для спецавтомобилей с убежищем ГО	1044,43	577,88	1194	0,88	0,55	1723
КПП	153,95	91,05	178,86	0,86	0,59	258,2

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
Пилон под НКП-Р-3	50	36,08	61,66	0,81	0,72	89
Пилон под КПИ-5	50	36,08	61,66	0,81	0,72	89
Пилон под КПИ-5	50	36,08	61,66	0,81	0,72	89
Пилон под НКП-Р-3	50	36,08	61,66	0,81	0,72	89
Площадка перспективных т/средств.	60	56,43	82,37	0,73	0,94	118,9
ШС 1	51,72	17,24	54,52	0,95	0,33	78,69
ШС 2	51,72	17,24	54,52	0,95	0,33	78,69
ШНО	30,6	26,93	40,76	0,75	0,88	58,84

Исходя из результатов таблицы 6 можно определить значение полной нагрузки КСИСО:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{3342,74^2 + 2537,18^2} = 4196,57 \text{ кВА}$$

В данном разделе, на основе метода коэффициента расчетной нагрузки, были определены электрические нагрузки объектов КСИСО. На основе метода удельной мощности рассчитаны осветительные нагрузки, с учетом которых была определена полная мощность проектируемого объекта. Полученные в данном разделе данные необходимы для выбора числа и мощности трансформаторов.

3 ПРОВЕРКА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА КТП С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Перед тем как выполнить расчет суммарного потребления ПС 220 кВ ГПП, необходимо выполнить расчет нагрузок на питающих КТП с учетом перспективного роста энергопотребления. Помимо строительства нового комплекса сбора и обработки информации, требуется выполнить проверку силового трансформаторного оборудования прилегающих КТП, питающих уже существующие объекты космодрома.

3.1 Проверка трансформаторов КТП

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей;
- 2) компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 3) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 4) шага стандартных мощностей;
- 5) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Учтем, что из-за повышенных требований к пожаробезопасности, разрешено использование только сухих трансформаторов.

Используя данные раздела 2 и согласно генеральному плану, представленному на листе 1, распределим нагрузки на КТП №1 и КТП №2. Распределение нагрузок приведены в таблице 8 и таблице 9.

Таблица 8 – Электрические нагрузки КТП №1

Объект на ГП	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{КТП}$, кВА
1	2	3	4
2	32,89	21,74	-
3	46,98	21,19	-
4	25,18	10,78	-
5	7	3	-
6	60	56,43	-
7	50	36,08	-
8	50	36,08	-
9	50	36,08	-
10	50	36,08	-
11	34,55	25,37	-
12	1044,43	577,88	-
13	153,95	91,05	-
ШС1	51,72	17,24	-
ШС2	51,72	17,24	-
ШНО	30,6	26,93	-
Итого	1731,7	1020,6	2010

Данные для нагрузки КТП №2 представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Электрическая нагрузка КТП №2

Номер объекта	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{КТП}$, кВА
1	1603,72	1521,01	2210

Расчетная мощность трансформаторов КТП определяется как:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{P_p}{K_{3.опт} \cdot N_T}, \quad (22)$$

где P_p - расчетная активная мощность;

$K_{3.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7) [21];

N_T - число силовых трансформаторов.

Используя данные таблиц 8 и 9 определим требуемые мощности трансформаторов.

1) Выбор трансформаторов для КТП №1

$$S_{расч.тр} = \frac{1731,7}{0,7 \cdot 2} = 1236,93 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке трансформаторы ТСЗ-1600-10/0,4 кВ

2) Выбор трансформаторов для КТП №2

$$S_{расч.тр} = \frac{1603,72}{0,7 \cdot 2} = 1145,51 \text{ кВА}$$

Выбираем те же трансформаторы ТСЗ-1600-10/0,4 кВ.

3.2 Компенсации реактивной мощности

Компенсацию реактивной мощности будем производить по методике предназначенной для промышленных предприятий, изложенной в [35].

Суммарная расчетная мощность НБК:

$$Q_{НКУ} = Q_{НКУ1} + Q_{НКУ2},$$

где $Q_{НКУ1}$ и $Q_{НКУ2}$ - мощности конденсаторных батарей, определяемые по первому и второму этапу соответственно.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{3.опт} \cdot S_{T.ном})^2 - P_p^2} \quad (23)$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{\text{НКУ1}} = Q_p - Q_T \quad (24)$$

Если окажется, что $Q_{\text{НКУ1}} < 0$, то оно принимается равное нулю.

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{\text{НКУ2}} = Q_p - Q_{\text{НКУ1}} - \gamma \cdot S_{\text{г.ном}} \cdot N_T, \quad (25)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

1) Для КТП №1:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1020,6^2} = 1994 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НКУ1}} = 1020,6 - 1994 = -973,4 \text{ квар},$$

$Q_{\text{НКУ1}} < 0$, принимается равное 0.

Для данного случая $K_1 = 9$, $K_2 = 24$ и $\gamma = 0,19$.

$$Q_{\text{НКУ2}} = 1020,6 - 0 - 0,19 \cdot 1600 \cdot 2 = 412,6 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НКУ}} = 0 + 412,6 = 412,6 \text{ квар}$$

Выбираем к установке на каждую секцию шин УKM 58-0,4-200-25 УХЛ1.

2) Для КТП №2

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1521,01^2} = 1644 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НКУ1}} = 930,96 - 1428,23 = -123 \text{ квар},$$

$Q_{\text{НКУ1}} < 0$, принимается равное 0.

Для данного случая $K_1=9$, $K_2=24$ и $\gamma=0,19$.

$$Q_{HKУ2}=1521,01-0-0,19 \cdot 1600 \cdot 2=913 \text{ квар}$$

$$Q_{HKУ} = 0+913=913 \text{ квар}$$

Выбираем к установке на каждую секцию шин УKM 58-0,4-450-25 УХЛ1.

3.3 Определение коэффициентов загрузки трансформаторов

Произведем проверку по коэффициенту загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме.

В нормальном режиме:

$$K_{з.норм} = \frac{S_p}{S_{расч.тр} \cdot N_T}, \quad (26)$$

где S_p – полная расчетная мощность трансформатора, определяется как:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}, \quad (27)$$

где $Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, определяется по полученным в этом разделе данным как:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{HKУ} \quad (28)$$

1) Для КТП №1

В нормальном режиме:

$$Q_{неск} = 1020,6 - 400 = 620,6 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{1731,7^2 + 620,6^2} = 1839,55 \text{ кВА}$$

$$K_{з.норм} = \frac{1839,55}{1600 \cdot 2} = 0,57$$

В послеаварийном режиме:

$$K_{з.п/а} = \frac{1839,55}{1600 \cdot (2-1)} = 1,15$$

2) Для КТП №2

В нормальном режиме:

$$Q_{неск} = 1521,01 - 900 = 621,01 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{1603,72^2 + 621,01^2} = 1719,76 \text{ кВА}$$

$$K_{з.норм} = \frac{1719,76}{1600 \cdot 2} = 0,53$$

В послеаварийном режиме:

$$K_{з.п/а} = \frac{1719,76}{1600 \cdot (2-1)} = 1,07$$

Подводя итог получаем, что в качестве трансформаторов на каждой КТП были выбраны ТСЗ-1600-10/0,4 кВ, коэффициенты загрузки которых в нормальном и послеаварийном режиме не превышают допустимых значений 0,7 и 1,4 соответственно [6]. В качестве УКРМ на каждую секцию шин были выбраны УКМ 58-0,4-200-25 УХЛ1 и УКМ 58-0,4-450-25 УХЛ1 для КТП №1 и КТП №2 соответственно.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 кВ КТП №1 и КТП №2

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем.

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2) \cdot r}{U^2} \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2) \cdot X}{U^2}, \quad (30)$$

где $P_{P.L.}, Q_{P.L.}$ - величины активной и некомпенсированной реактивной мощности, протекающие через трансформатор [раздел 5] кВт, квар;
 X, r - реактивное и активное сопротивления трансформатора, Ом;
 U - номинальное напряжение, 10 кВ.

Для трансформатора ТСЗ-1600-10/0,4, $\Delta P_K = 14$ кВт и $u_{k,\%} = 6\%$ [19].

$$r = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (31)$$

$$r = \frac{14 \cdot 100^2}{10^3 \cdot 1600^2} = 0,55 \text{ Ом},$$

$$x = \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (32)$$

$$x = \frac{6 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,6} = 3,75 \text{ Ом}.$$

Для КТП №1:

$$\Delta P = \frac{(1731,7^2 + 620,6^2) \cdot 0,55}{10^2} = 18,51 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{(1731,7^2 + 620,6^2) \cdot 3,75}{10^2} = 126,9 \text{ квар},$$

Для КТП №2:

$$\Delta P = \frac{(1603,72^2 + 621,01^2) \cdot 0,55}{10^2} = 16,61 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{(1603,72^2 + 621,01^2) \cdot 3,75}{10^2} = 110,91 \text{ квар}.$$

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем.

$$P_{\text{ТП.ВН}} = P_{\text{р.л}} + \Delta P, \quad (33)$$

$$Q_{\text{ТП.ВН}} = Q_{\text{р.л}} + \Delta Q. \quad (34)$$

Для КТП №1:

$$P_{\text{КТП.ВН}} = 1731,7 + 18,51 = 1750,21 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{КТП.ВН}} = 620,6 + 126,9 = 747,5 \text{ квар},$$

Для КТП №2:

$$P_{\text{КТП.ВН}} = 1603,72 + 16,61 = 1619,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{КТП.ВН}} = 621,01 + 110,9 = 731,91 \text{ квар}.$$

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАЦИИ

5.1 Определение нагрузок питающей подстанции

Чтобы проверить напряжение высокой стороны ПС ГПП, необходимо произвести расчет суммарной нагрузки на рассматриваемую подстанцию и определить расстояние до ближайших ПС, питающих ее.

Перед производством выбора оборудования подстанции необходимо определить ее планируемые нагрузки и классы используемого напряжения. Нагрузка проектируемого объекта принимается из полученного выше расчета [раздел 6], остальные нагрузки принимаем согласно полученным на преддипломной практике данным [15].

В таблице 10 приведены все потребители, проектируемой подстанции, расстояние от них до ПС, потребляемая активная и реактивная мощность.

Таблица 10 – Характеристика потребителей электроэнергии

Наименование потребителя	Расстояние, м	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая реактивная мощность, квар	Класс напряжения присоединения, кВ
1	2	3	4	5
Водозаборные сооружения	1700	1021,15	724,78	10
Здание управленческого персонала	30	211,42	57,5	10
Главный метрологический комплекс	110	782,32	577,16	10
Пожарное депо	180	1300,23	570,73	10

1	2	3	4	
Ж/д развязка на аэропорт	990	61,12	49,81	110
Автодорога на аэропорт (освещение)	650	24,52	15,27	110
Ст. Промышленная	350	1589,11	1357,67	10
Досмотровый комплекс ж/д вагонов	680	298,52	255,21	10
Объекты вспомогательного назначения	850	1633,27	1157,82	10
РМЗ, склады	570	2433,47	1810,24	10
КСИСО КТП №1	2050	1750,21	747,5	10
КСИСО КТП №2	2020	1619,9	731,91	10
ТБО	4350	2443,26	1875,4	10
ПС «Аэродром»	11738	10880	6750	110
ПС «СК-1»	10227	50910	19390	110
Итого		79658,5	30053	

Полная расчетная нагрузка проектируемой подстанции определится как:

$$S_{\Sigma ПС} = \sqrt{(P_{\Sigma 110} + P_{\Sigma 10})^2 + (Q_{\Sigma 110} + Q_{\Sigma 10})^2}, \quad (35)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей проектируемой подстанции, принимаются по данным таблицы 10.

$$S_{\Sigma ПС} = \sqrt{79658,5^2 + 30053^2} = 85409,74 \text{ кВА.}$$

Выясним, требуется ли для данной подстанции компенсация реактивной мощности.

По приказу Министерства энергетики РФ [30] для сетей 110 кВ и выше рациональное значение коэффициента реактивной мощности задается сетевой организацией принимается: $\text{tg}_{\text{рац}} \varphi = 0,4$.

Компенсация реактивной мощности не будет требоваться при условии:

$$\text{tg} \varphi \leq \text{tg}_{\text{рац}} \varphi . \quad (36)$$

Для нашего случая значение $\text{tg} \varphi$ составляет:

$$\text{tg} \varphi = \frac{30053}{79658,5} = 0,38 . \quad (37)$$

Как видно из неравенства (36):

$$0,38 \leq 0,4 .$$

Условие соблюдается и, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанции не требуется.

5.2 Проверка номинальных напряжений и источников питания для ПС

ПС 220 кВ ГПП питается от ПС 220 кВ Ледяная, класс напряжения ВН – 220 кВ. Строительство новой ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП требует проверки класса напряжения реконструируемой подстанции. Итак, источники питания для ПС ГПП: ПС 500 кВ Амурская и ПС 220 кВ Ледяная.

Первоначально примем эти ПС в качестве источников питания и найдем рациональные напряжения, для каждой предполагаемой линии связи с проектируемой подстанцией. Определение рационального напряжения будем производить с помощью эмпирической формулы Илларионова [9], ближайшее

большее к полученному числу значение напряжения принимается за рациональное напряжение.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (38)$$

где L - длина линии, км;

P - передаваемая активная мощность.

Для линии от ПС «Амурская»:

$L=62$ км, по данным преддипломной практики.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{62} + \frac{2500}{76,95}}} = 152,81 \text{ кВ}.$$

За рациональное напряжение принимается 220 кВ.

Для линии от ПС «Ледяная»:

$L=18,7$ км, по данным преддипломной практики.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18,4} + \frac{2500}{76,95}}} = 127,52 \text{ кВ}.$$

За рациональное напряжение принимается 220 кВ по причине наличия на подстанции необходимой ячейки 220 кВ «Амурская».

Из выше полученных результатов, следует, что в качестве номинального напряжения высокой стороны ПС рационально использовать напряжение 220 кВ, а источниками питания для подстанции будут выступать ПС «Амурская» и ПС «Ледяная».

Так как в числе потребителей есть две подстанции ПС «СК-1», ПС «Аэродром» и множество трансформаторных подстанций потребителей промышленного характера, то делается вывод о необходимости наличия на подстанции трех классов напряжений.

Для определения класса номинального напряжения, по линиям которого будет проводится электроснабжение двух подстанций, будем использовать эмпирическую формулу Стилла [6]:

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P}, \quad (39)$$

Область применения которой характеризуется параметрами:

$$L \leq 250 \text{ км}, P \leq 60 \text{ МВт},$$

Для ПС «СК-1»:

$$L = 10,23 \text{ км} \leq 250 \text{ км}, P = 45,87 \text{ МВт} \leq 60 \text{ МВт},$$

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,23 + 0,016 \cdot 45,87} = 108,39 \text{ кВ},$$

Для ПС «Аэродром»:

$$L = 11,74 \text{ км} \leq 250 \text{ км}, P = 10,88 \text{ МВт} \leq 60 \text{ МВт},$$

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{11,74 + 0,016 \cdot 10880} = 59,16 \text{ кВ}.$$

Из выше полученных данных делаем вывод, что в качестве рационального напряжения для питания этих ПС будет выступать класс напряжения 110 кВ, который принимается за среднее напряжения проектируемой подстанции.

Для ТП промышленных потребителей, как ранее было заключено в разделе 4, между 6 кВ и 10 кВ, по экономическим соображениям отдается предпочтение классу напряжения 10 кВ [21], который и примем на проектируемой подстанции в качестве низкого напряжения.

6 ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС 220/110/10 кВ

6.1 Проверка силовых автотрансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.

Требуется выполнить проверку по коэффициентам загрузки существующие автотрансформаторы. Мощность силовых автотрансформаторов определим по формуле:

$$S_{AT} = \frac{\sqrt{(P_{\Sigma 110} + P_{\Sigma 10})^2 + (Q_{\Sigma 110} + Q_{\Sigma 10})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (40)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - суммарная активная и реактивная мощности подстанции, рассчитанные в разделе 7;

N - число автотрансформаторов, в данном случае 2 [9];

K_3 - коэффициент загрузки, в данном случае принимается 0,7 [9].

$$S_{AT} = \frac{\sqrt{76958,5^2 + 46053^2}}{2 \cdot 0,7} = 61010 \text{ кВА}.$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности выбираем автотрансформатор АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1.

Расшифровка марки автотрансформатора:

АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1

А - автотрансформатор;

Т - трехфазный;

ДЦ - Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

Т- трехобмоточный автотрансформатор;

Н - автотрансформатор с РПН;

63000 - номинальная мощность автотрансформатора, кВА;

220 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

110 - класс напряжения стороны СН, кВ;

У(ХЛ1) - климатическое исполнение и категория размещения.

Необходимо проверить автотрансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (41)$$

$$K_H = \frac{85409,74}{2 \cdot 63000} = 0,68.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{IIA} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (42)$$

$$K_H = \frac{85409,74}{63000} = 1,36$$

Коэффициенты нагрузки находятся в требуемых пределах, следовательно, автотрансформатор может быть принят к установке.

6.2 Проверка регулировочных трансформаторов

Так как на стороне низкого напряжения не предусмотрены устройства регулирования напряжения и это номинальное напряжение составляет 11 кВ, поэтому на стороне НН автотрансформатора установлены регулировочные трансформаторы.

Выполним проверку регулировочных трансформаторов. Необходимая мощность регулирующего трансформатора рассчитывается по формуле [13]:

$$S_{\text{ном.ПТ}} = \frac{S_{\text{max.10кВ}}}{(n-1) \cdot k_{\text{пер}}}, \quad (43)$$

где $S_{\text{max.10кВ}}$ - максимальная мощность передаваемая автотрансформатором в сеть 10 кВ, по каталожным данным, составляет 32000 кВА ;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки, принимается 1,4;

n – количество установленных автотрансформаторов.

$$S_{\text{ном.ПТ}} = \frac{32000}{(2-1) \cdot 1,4} = 22857,14 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке регулировочные трансформаторы марки ТДНЛ–40000/10-УХЛ1.

Расшифровка марки:

Т – трехфазный

Д – тип охлаждающей системы – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла

Н – регулирование уровня напряжения под нагрузкой (РПН)

Л – линейный

40000-номинальная мощность, кВА.

10-номинальное напряжение, кВ

УХЛ1-климатическое исполнение

Внесем в таблицу 11 каталожные данные, полученные из документации на данный регулировочный трансформатор [21].

Таблица 11 – Каталожные данные ТДНЛ–40000/10-УХЛ1.

Номинальная мощность, МВА	Регулирование напряжения, кВ	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт	Ток ХХ, %
40	6,6-11	18,5	70	3,5

Регулировочные трансформаторы серии ТДНЛ устанавливаются на открытом воздухе и используются для продольного регулирования напряжения сети под нагрузкой. В расщелку линии трансформаторы включаются последовательно с обмоткой НН автотрансформатора или силового трансформатора.

Данные регулировочные трансформаторы имеют диапазон регулирования $\pm 15\%$ с шагов регулирования $1,5\%$, то есть для получения на шинах требуемого напряжения $10,5$ кВ, необходимо передвинуть положение регулятора на 3 ступени в сторону понижения.

В данном разделе, на основании рассчитанной в разделе 7 полной мощности ПС $220/110/10$ кВ, был произведен выбор автотрансформаторов АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1, так же вследствие отсутствия на стороне низкого напряжения устройств регулирования напряжения, были применены регулировочные трансформаторы ТДНЛ–40000/10-УХЛ1.

7 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ

В данной главе требуется разработать варианты подключения новой ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП и схему захода на существующий объект. Известно, что существующая ПС 220 кВ ГПП питается от ПС 220 кВ Ледяная по одной линии, что снижает надежность электроснабжения важного потребителя.

Очевидно, что технически целесообразно выполнить заход от вновь возводимой ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП, при это требуется выполнить экономическое обоснование данного варианта.

Для дальнейшей оценки разработаем 2 варианта питания ПС 220 кВ ГПП, которые соответствуют требуемым критериям и выполним технико-экономический расчет для обоих вариантов, после чего произведем выбор наиболее экономически и технически привлекательного варианта подключения.

7.1 Разработка вариантов подключения ПС 220 кВ ГПП с существующей сети и расчет сечений линии

Вариант 1 – подключение ПС 220 кВ ГПП по двухцепной линии по существующей трассе. Данный вариант соответствует современным требованиям надежности электроснабжения и не требует дополнительных затрат на прокладку новой трассы ЛЭП. Вариант подключения ПС 220 кВ ГПП по двухцепной ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП I цепь и ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП II цепь представлен на рисунке 3.

Вариант 2 – подключение ПС 220 кВ ГПП по схеме транзита от ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП и ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП. Данный вариант является наиболее надежным, но потребует дополнительных затрат в расширение распределительного устройства. Вариант подключения ПС 220 кВ ГПП к ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП и ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП представлен на рисунке 4. Отметим, что участок ЛЭП от ПС 500 кВ Амурская до ответвления на ПС 220 кВ ГПП уже возведен, требуется выполнить расчет для оставшегося участка.

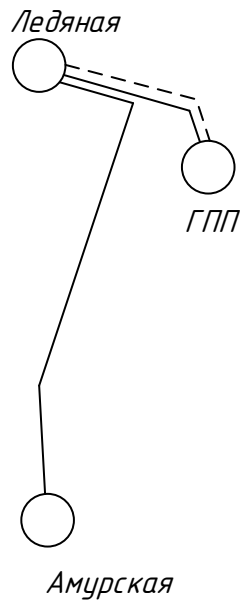


Рисунок 3 - Вариант электроснабжения №1

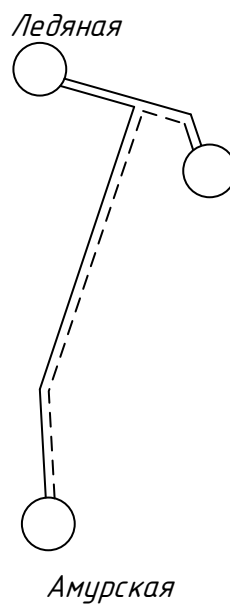


Рисунок 4 - Вариант электроснабжения №2

7.2 Технико-экономическая оценка вариантов

Критерием выбора наиболее целесообразного варианта является минимум суммарных приведенных затрат:

$$Z_i = \sum_{i=1}^n K_i E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}, \quad (44)$$

где K_i – капитальные вложения в i элемента сети, тыс. руб.;

E_H – коэффициент сравнительной эффективности, равный 0,1;

n – количество элементов сети;

m – число видов издержек производства;

I_{ij} – издержки производства, тыс. руб., определяются по формуле:

$$I_{ij} = I_a + I_{\text{обс}} + I_{\text{ЛЭП}}, \quad (45)$$

где I_a – амортизационные отчисления;

$I_{\text{обс}}$ – издержки на обслуживание электрических сетей;

$I_{\text{ЛЭП}}$ – издержки на потери электроэнергии при транспортировке её по элементам сети.

Капитальные вложения по варианту 1:

$$K_{\text{ЛЭП}} = \sum_{i=1}^n K_{ACi} \cdot L_i, \quad (46)$$

где K_{ACi} – удельный показатель стоимости ЛЭП-10 кВ, тыс. руб.;

L_i – длина линии с учетом нелинейности трассы.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 373,6 \cdot 42 = 1,569 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Данные и результаты расчета для этого и других вариантов сведём в таблицу 12.

Таблица 12 - Результаты расчета $K_{\text{ЛЭП}}$

№ варианта	Участок	L_i , км	Провод	K_{ACi} , тыс.руб./км	$K_{\text{ЛЭП}}$, тыс.руб
1	2	3	4	5	6
I вариант (двухцепная ЛЭП)	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП I цепь	21	АС- 300/39	373,6	15 690
	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП II цепь	21	АС- 300/39	373,6	

1	2	3	4	5	6
II вариант (транзит)	ВЛ 220 кВ Амурская – ГПП	79	АС- 300/39	373,6	29 510

Затраты на расширение РУ определяются по формуле:

$$K_{PY} = K_{PY} N_{PY}, \quad (47)$$

где K_{PY} – стоимость расширения ячейки РУ по схеме «мостик».

$$K_{PY} = 97500 \text{ тыс.руб.}$$

$$\sum_{i=1}^n K_i E_H = (1,132 \cdot 10^5) \cdot 0,1 = 1,132 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = K_{\text{ЛЭП}} \frac{P_{\text{ал}}}{100} + K_{\text{В}} \frac{P_{\text{аВ}}}{100}, \quad (48)$$

где $P_{\text{ал}}$, $P_{\text{аВ}}$ – норма амортизационных отчислений в элемент сети – ЛЭП 220 и ячейки РУ, соответственно 2 и 6,4.

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = 1,569 \cdot 10^4 \cdot \frac{2}{100} + 97,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,4}{100} = 6,554 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание сетей по варианту 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс}i} = \gamma \cdot (n_{\text{уелЛЭП}} \cdot \sum L_i + n_{\text{уелВ}} \cdot \sum N_B), \quad (49)$$

где γ – затраты на обслуживание одной условной единицы сетей, принимаем равными 0,028 тыс.руб.

n_{ye} – условные единицы обслуживания соответствующего оборудования электрической сети.

$$\sum_{i=1}^n I_{обсл} = 0.028 \cdot (1,569 \cdot 10^4 + 97,5 \cdot 10^3) = 3,169 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{обсл}$

№ варианта	I вариант	II вариант
1	2	3
$\sum_{i=1}^n I_{обсл}$, тыс. руб	3 169	3 901

Издержки, для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ} = \sum_{i=1}^n \Delta W \cdot c = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_i^2 \cdot R_{0i} \cdot L_i \cdot \tau \cdot c, \quad (50)$$

где ΔW – потери энергии при передаче по ЛЭП, кВтч.;

c – удельные затраты на потери электроэнергии, $c = 2,84$ р/кВтч.

I – ток i -той линии, А;

R_i – активное сопротивление i -той линии, Ом;

τ – время потерь, $\tau = 0,69 \cdot T - 584 = 0,69 \cdot 4200 - 584 = 2314$ ч.

Ток на участке линии:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{Л}}. \quad (51)$$

Ток на участке линии для кольцевой линии:

Сведём все затраты данные по затратам, обусловленным потерями электроэнергии при передаче, в таблицу 14.

Таблица 14 - Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$

№ варианта	Участок	I_i , А	R_i , Ом	L_i , км	$\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП I цепь	224	3,36	21	559 000
	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП II цепь	224	3,36	21	
2	ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	224	6,32	79	505 900

Для двухцепной ЛЭП, ток линии делим на 2, длину умножаем на 2.

Полные затраты на строительство ЛЭП по 1 варианту:

$$Z_1 = 0,1 \cdot 1,132 \cdot 10^5 + 5,678 \cdot 10^5 = 5,8 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Приведённые затраты других вариантов вычислены аналогично.

Все результаты сведены в таблицы 15 и 16.

Таблица 15 - Результаты расчета приведенных затрат

№ вар.	ΣL_i , км	$K_{лэп}$, тыс.руб.	$K_{ру}$, тыс.руб.	$\Sigma k_i E_n$, тыс.руб.
1	2	3	4	5
I	42	15 690	97 500	11 320
II	79	29 510	109 800	13 930

Таблица 16 - Результаты расчета приведенных затрат

№ вар.	ΣI_a , тыс.руб.	$\Sigma I_{обс}$, тыс.руб.	$\Sigma I_{ПЭЛ}$, тыс.руб.	Z_i , тыс.руб.
1	2	3	4	5
I	6 554	3 169	559 000	580 000
II	7 617	3 901	494 400	519 900

Принимаем решение о дальнейшем рассмотрении варианта 2 по наименьшим затратам и стоимости потерь электрической энергии.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции

Исходная схема подстанции представлена на рисунке 5.

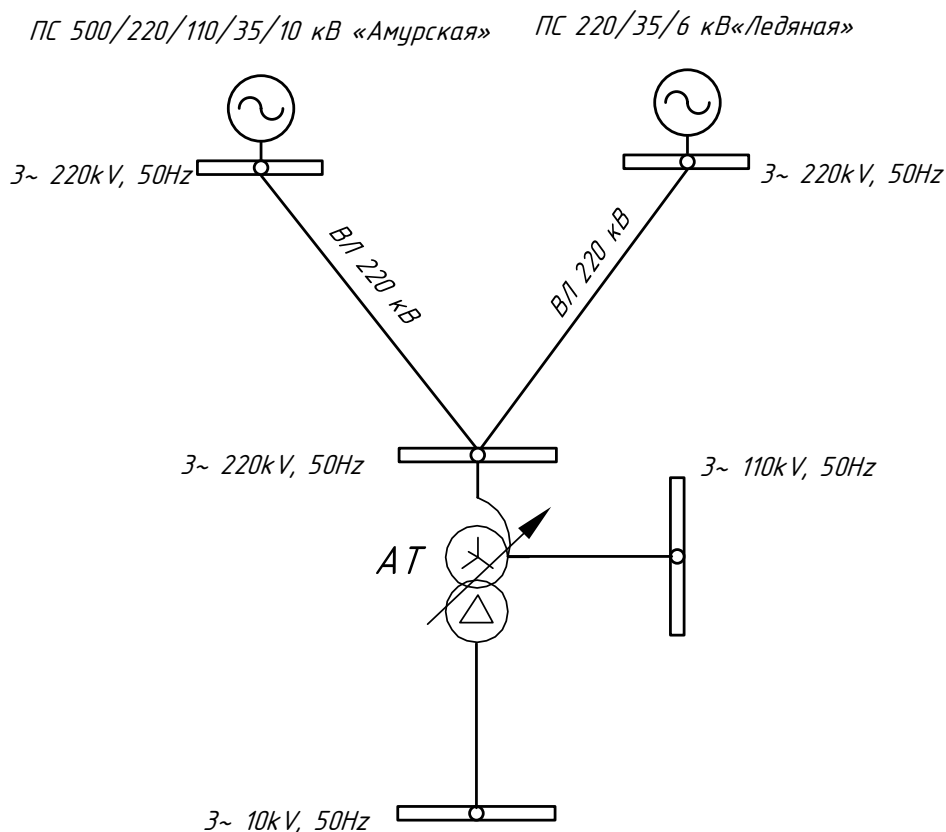


Рисунок 5 – Исходная схема

Перед началом расчетов токов КЗ необходимо составить схему замещения, нам потребуется две схемы замещения: для прямой и нулевой последовательности.

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании.

Расчет будем вести в именованных единицах, все сопротивления будем приводить к высокой стороне.

Для расчетов токов КЗ будем использовать РД 153-34.0-20.527-98 [15]

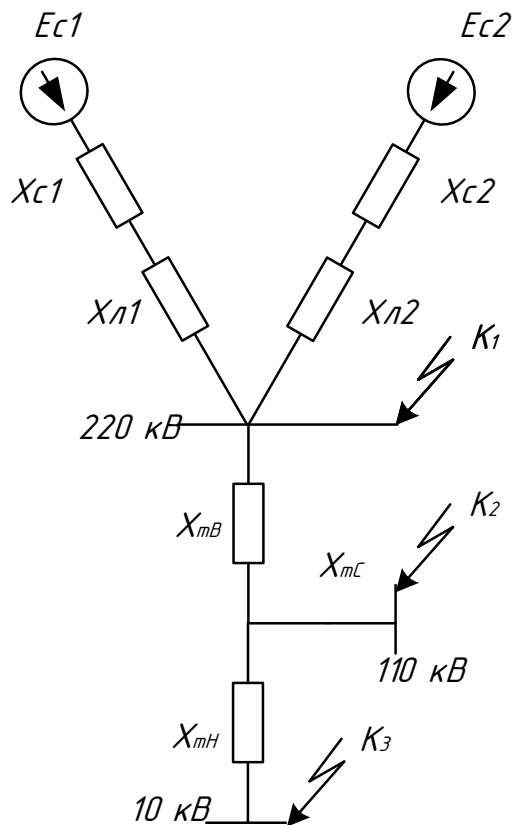


Рисунок 6 – Расчетная схема замещения

Параметры элементов схемы замещения:

$$E_{c1} = E_{c2} = 220 \text{ кВ},$$

$$X_{л1}^{III} = 8,45 \text{ Ом},$$

$$X_{л1}^{III} = 25,36 \text{ Ом},$$

$$X_{л2}^{III} = 27,99 \text{ Ом},$$

$$X_{Л1}^{НП} = 83,98 \text{ Ом},$$

$$I_{К3.C1}^{(3)} = 5,36 \text{ кА}$$

$$I_{К3.C2}^{(3)} = 11,92 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы X_{C1} и X_{C2} :

$$X_C^{НП} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{К3.C}^{(3)}} , \quad (52)$$

$$X_{C1}^{НП} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 5,36} = 23,7 \text{ Ом};$$

$$X_{C2}^{НП} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 11,92} = 10,66 \text{ Ом};$$

$$X_{C1}^{НП} = 2 \cdot X_{C1}^{НП} = 47,39 \text{ Ом};$$

$$X_{C2}^{НП} = 2 \cdot X_{C2}^{НП} = 21,31 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление автотрансформатора:

Для автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110-УХЛ1 имеем исходные данные:

$$S_{НОМ} = 63 \text{ МВА};$$

$$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ};$$

$$u_{BC} = 11\% ;$$

$$u_{CH} = 22\% ;$$

$$u_{BH} = 35\% .$$

Определим сопротивления короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора:

$$u_B = 0,5 \cdot (u_{BC} + u_{BH} - u_{CH}) = 0,5 \cdot (11 + 35 - 22) = 12\% ;$$

$$u_C = 0,5 \cdot (u_{BC} + u_{CH} - u_{BH}) = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1\% ;$$

$$u_H = 0,5 \cdot (u_{CH} + u_{BH} - u_{BC}) = 0,5 \cdot (22 + 11 - 35) = 23\% ;$$

Определим сопротивления каждой стороны:

$$X_T = \frac{u_B \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (53)$$

$$X_{T.B} = \frac{17,5 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 134,4 \text{ Ом};$$

$$X_{T.C} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{T.H} = \frac{23 \cdot 220^2}{100 \cdot 63} = 176,7 \text{ Ом};$$

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 7, нулевой последовательности на рисунке 8.

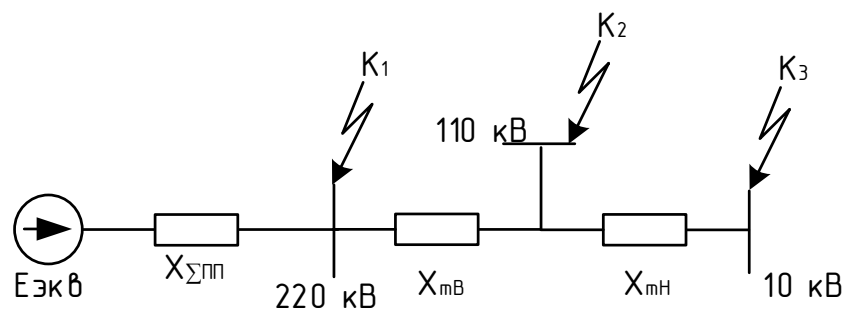


Рисунок 7 – Схема замещения прямой последовательности

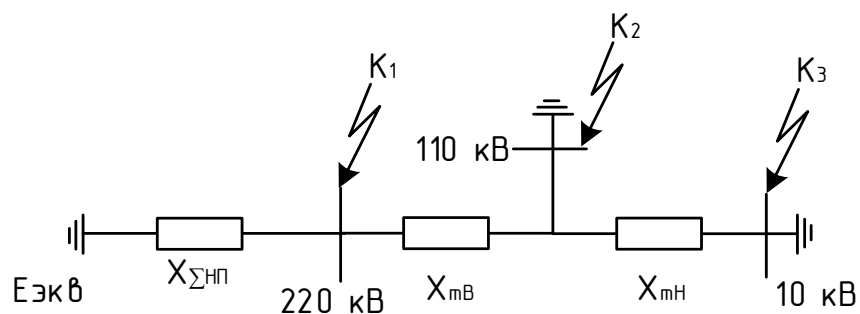


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

$X_{\Sigma ПП}$ и $X_{\Sigma НП}$ соответственно равны:

$$X_{\Sigma\Pi\Pi} = \frac{(X_{C1}^{\Pi\Pi} + X_{J1}^{\Pi\Pi}) \cdot (X_{C2}^{\Pi\Pi} + X_{J2}^{\Pi\Pi})}{X_{C1}^{\Pi\Pi} + X_{J1}^{\Pi\Pi} + X_{C2}^{\Pi\Pi} + X_{J2}^{\Pi\Pi}} = 17,55 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma\Pi\Pi} = \frac{(X_{C1}^{\Pi\Pi} + X_{J1}^{\Pi\Pi}) \cdot (X_{C2}^{\Pi\Pi} + X_{J2}^{\Pi\Pi})}{X_{C1}^{\Pi\Pi} + X_{J1}^{\Pi\Pi} + X_{C2}^{\Pi\Pi} + X_{J2}^{\Pi\Pi}} = 43,02 \text{ Ом}$$

Эквивалентуем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma\Pi\Pi}} \quad (54)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (55)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma\Pi\Pi} + X_{\Sigma O\Pi} + X_{\Sigma\Pi\Pi})} \quad (56)$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К1:

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 17,55} = 7,24 \text{ кА}$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,24 = 6,27 \text{ кА}$$

$$I_{K31}^{(1)} = \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 17,55 + 43,02)} = 11,1 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К2:

$$I_{K32}^{(3)} = 2 \cdot \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,55 + \frac{134,4}{2})} = 3 \text{ кА}$$

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

$$I_{K32}^{(1)} = 2 \cdot \frac{3 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 84,75 + 109,72)} = 4,7 \text{ кА}$$

Рассчитаем токи для КЗ в точке К3:

$$I_{K33}^{(3)} = 22 \cdot \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (17,55 + 134,4 + 176,7)} = 8,53 \text{ кА}$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,53 = 7,36 \text{ кА}$$

Определим значения ударных токов:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k^{(3)}, \quad (57)$$

где $k_{уд}$ -ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

Для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 7,24 = 19,45 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 3 = 8,06 \text{ кА}$$

Для точки К3:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 8,53 = 22,92 \text{ кА}$$

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Расчетные точки		
	К1	К2	К3
1	2	3	4
Трехфазное/Ударный ток	7,24/19,45	3/8,06	8,53/22,92
Двухфазное	6,27	2,6	7,36
Однофазное/Ударный ток	11,1/29,5	4,7/12,5	-

8.2 Расчет токов замыкания на землю в сети 10 кВ

По требованию ПУЭ в сетях с изолированной нейтралью, при замыкании на одной из фаз, повреждение может не отключаться в течение 2 часов, если эти токи не превышают значения представленные в таблице 13, в противном случае требуется установка дугогасящего реактора.

Таблица 13 – Допустимые значения емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью, в зависимости от величины напряжения.

Величина напряжения сети, кВ	Значение допустимой величины емкостного тока, А
6	≤ 30
10	≤ 20
35	≤ 10

Величина тока замыкания на землю в сети, выполненной кабельными линиями рассчитывается по формуле [2]:

$$I_{\text{ЗНЗ.КЛ}} = \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{10}, \quad (58)$$

где U -номинальное напряжение сети;

I_{Σ} -суммарная длина всех присоединений к шинам.

В нашем случае, по данным таблицы 10, представленной в разделе 7:

$$I_{\Sigma} = 1,7 + 0,03 + 0,11 + 0,18 + 0,99 + 0,65 + 0,35 + 0,68 + 0,85 + 0,57 + 2,05 + 2,02 + 4,35 = 15,61 \text{ км}$$

$$I_{\text{ЗНЗ.КЛ}} = \frac{10 \cdot 15,61}{10} = 15,61 \text{ А}$$

Как видно из расчета значение тока замыкания на землю не превышает требований ПУЭ для сети 10 кВ и установка дугогасящего реактора, для компенсации емкостных токов, не требуется.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

Перед определением величин, необходимых для выбора и проверки электрического оборудования ПС 220 кВ ГПП, требуется определить типы распределительных устройств на сторонах рассматриваемой питающей подстанции.

При выборе схемы РУ учитывают следующие ее параметры:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности.

Схемы распределительных устройств, представлены ниже.

Для РУ ВН проверяем схему четырехугольника.

Достоинства схемы:

1. Позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя, без нарушения работы её элементов
2. Высокая надёжность, но она уменьшается при разомкнутом кольце, поэтому после отключения резервной защиты линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и выключатель
3. Кроме того, в схеме возможна установка отделителей, если это обосновано технико-экономическими показателями
4. Высокая надёжность и использование разъединителей только в ремонтных работах

Недостаток схемы:

1. При замыкании кольца, например, при ремонте выключателя, внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденной ветвью также соседней неповрежденной ветви

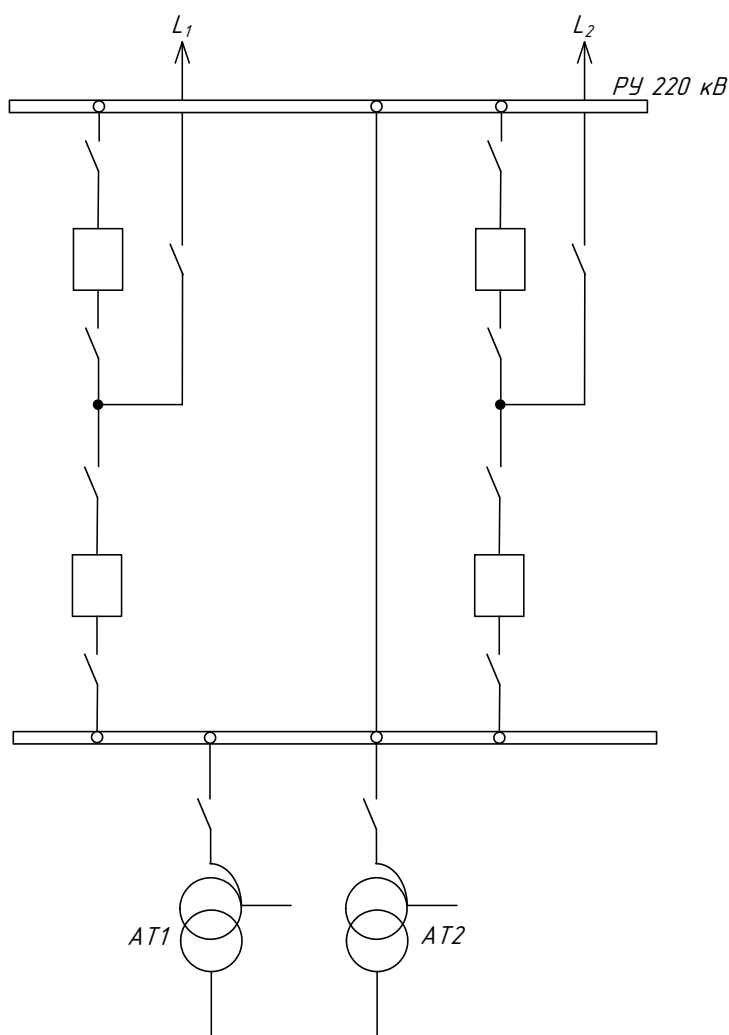


Рисунок 9 – Схема РУ ВН – четырехугольник

Для РУ СН проверяем схему с двумя рабочими системами шин.

Достоинствами схемы:

1. Наличие шиносоединительных выключателей позволяет осуществить произвольное разделение присоединений между системами шин, при этом создаются различные варианты эксплуатации

2. Возможность быстрого восстановления питания присоединений при коротком замыкании на одной из секций путем переключения на неповрежденную систему шин

3. Облегчение ремонта шин

Недостатки схемы:

1. При ремонте одной из систем шин нормальная работа установки на двух системах нарушается, следовательно, на это время надежность ее снижается
2. При замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин

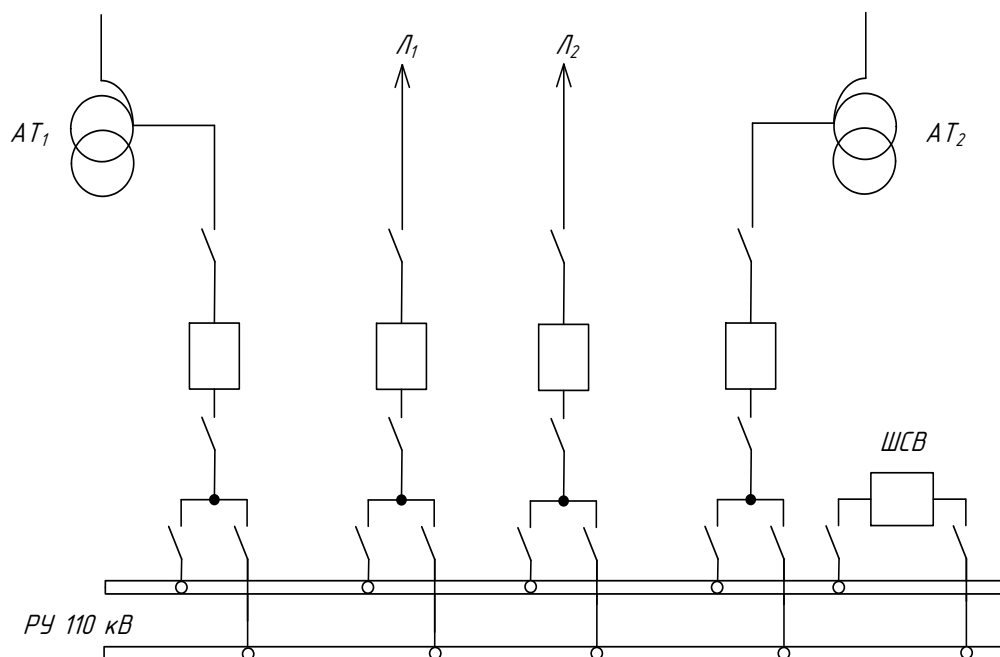


Рисунок 10 – Схема РУ СН – с двумя рабочими системами шин

Для РУ НН проверяем схему одной секционированной выключателем системой шин.

Достоинствами схемы:

1. Простота, малая вероятность при аварийных и оперативных переключениях
2. Экономичность
3. Возможность применения ячеек КРУ
4. Авария любого элемента кратковременно выводит из работы до 50 % потребителей

Недостатки схемы:

1. При аварии либо ремонте потребители остаются без эн. на время ремонта
2. Секции сборных шин должны быть рассчитаны на 100% нагрузку потребителей
3. РУ выполненное по схеме одна рабочая секционированная в случае ремонта секций оставляет потребителей без резерва

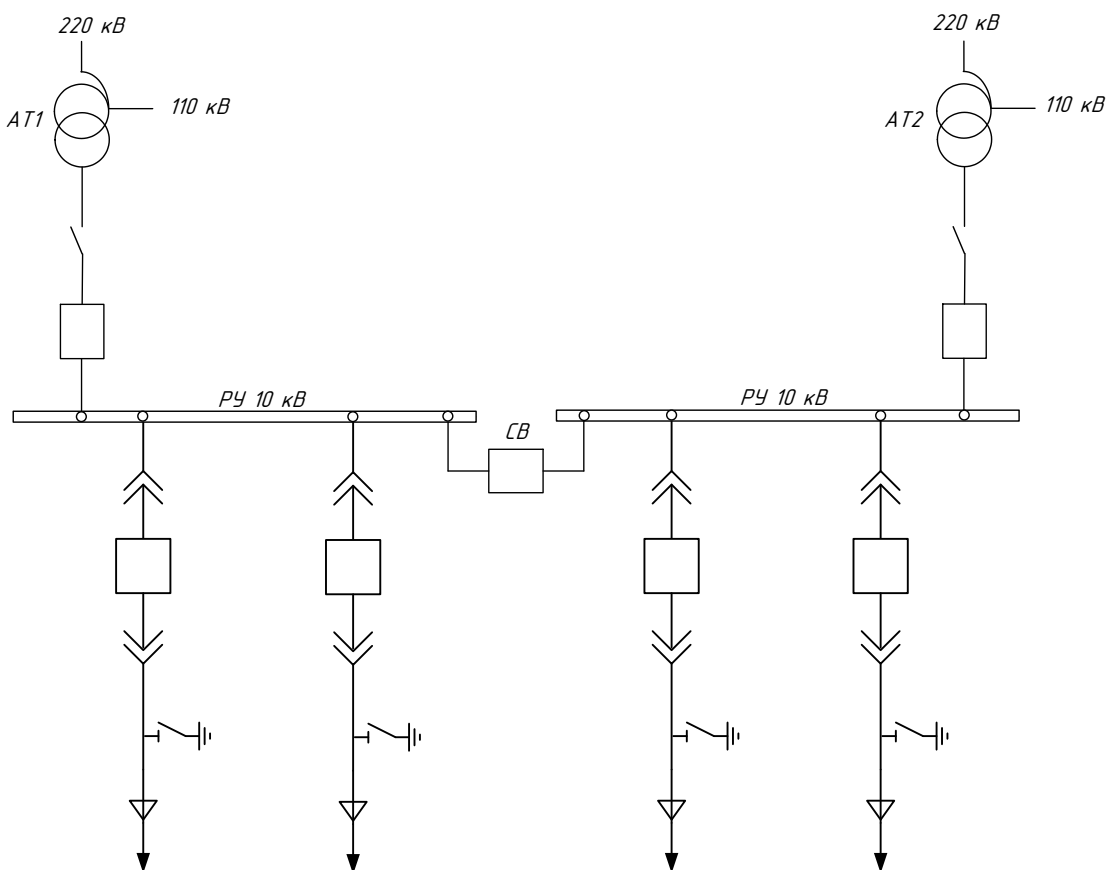


Рисунок 11 – Схема РУ НН

9.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимальными рабочие токи определяются как:

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (59)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, квар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Для стороны 220 кВ, по исходным данным раздела 4 имеем:

$$P_{\Sigma} = 71918,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 46053 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб.220}} = \frac{\sqrt{71918,5^2 + 46053^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ А}$$

Для стороны 110 кВ, по исходным данным раздела 4 имеем:

$$P_{\Sigma} = 56750 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 36140 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб.110}} = \frac{\sqrt{56750^2 + 36140^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 353 \text{ А}$$

Для стороны 10 кВ, по исходным данным раздела 4 имеем:

$$P_{\Sigma} = 15168,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 9931,17 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб.10}} = \frac{\sqrt{15168,5^2 + 9931,17^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1047 \text{ А}$$

9.2 Выбор типа распределительного устройства

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) и комплектные (КРУ) распределительные устройства.

На ПС 220 кВ ГПП применяется КРУЭ.

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это

специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь используемая под КРУЭ составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся:

1. Взрыво- и пожаробезопасность
2. Возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
3. Отсутствие электрических и магнитных полей
4. Безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
5. Малая занимаемая площадь
6. Замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

К недостаткам КРУЭ можно отнести:

1. Высокая стоимость (в 2-3 раза превышает стоимость ОРУ)
2. Ответственные требования к монтажу, например, отклонения уровня пола не должно превышать десятых долей градуса

Из представленных выше аргументов делается вывод о целесообразности применения КРУЭ на проектируемой подстанции 220/110/10 кВ.

9.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для распределительного устройства 220 кВ примем к проверке КРУЭ компании Siemens марки 8DN9.

На примере КРУЭ 220 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [10].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 10 и 11.1

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

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

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$1250 \text{ А} \geq 231 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 7,24 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$79 \text{ кА} \geq 19,45 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (60)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (61)$$

где $t_{\text{с.в.о}}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с;

$t_{\text{вв}}$ – время выдержки времени, в соответствие со степенями селективности, принимается 3 с;

$t_{рз}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с [26].

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 7,24^2 \cdot 3,106 = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 231 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 81,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

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

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$1250\text{A} \geq 231\text{A}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}}$$

$$31,5\text{kA} \geq 7,24\text{kA}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (62)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\alpha.\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}} \quad (63)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,83$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 31,5 = 36,97 \text{ кА};$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,24 \cdot 0,83 = 8,5 \text{ кА}$$

$$36,97 \text{ кА} \geq 8,5 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$31,5\text{kA} \geq 7,24\text{kA}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$79\text{kA} \geq 19,45\text{kA}$$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (64)$$

где $t_{откл}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;
 $I_{п.о}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз} \quad (65)$$

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 7,24^2 \cdot 3,156 = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 231 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{а.г} = 8,5 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 7,24 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 16. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 16 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 231 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,45 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ:

5) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

5) По току:

$$I_{макс} \leq I_{ном}$$

$$231 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$79 \text{ кА} \geq 19,45 \text{ кА}$$

5) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 165,43 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (66)$$

Сопротивление контактов $r_{\text{к}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 17 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ [24].

Таблица 17 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (67)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5\text{А}$ - вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (68)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$. Длину проводов примем $l = 100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (69)$$

где ρ - удельное сопротивление проводов;

l - длина соединительных проводов, определяется по [7];

q - удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 19,45 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 165,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ:

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \tag{70}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_{Σ} – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220\text{кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 19 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до автотрансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствии с методикой изложенной в [21]:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (71)$$

где $I_{\text{раб.мах.220}}$ - рабочий максимальный ток, А;

k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 -поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 -поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-400 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=521$ А .

Расшифровка кабеля:

А- Алюминиевая токопроводящая жила

Пв- Изоляция из сшитого полиэтилена

Б- Броня из двух стальных лент

В- Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 521 = 453,27 \text{ А}$$

$$231,46 \text{ А} \leq 453,27 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

9.4 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ

Для распределительного устройства 110 кВ принимается к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DN8.

Выбор и проверка оборудования проводится в соответствии с алгоритмом приведенном в пункте 11.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 10 и 11.1

Проведем проверку для КРУЭ 110 кВ.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 353 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателей КРУЭ 110 кВ.

Таблица 22 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 353 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 44,55 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,24 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$

1	2	3
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземляющих ножей КРУЭ 110 кВ.

Таблица 23 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 353 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данные разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ.

Таблица 24 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 353 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,61 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,06 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 23,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформаторы тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ.

Таблица 26 – мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	4	20
Варметр	СТ-3021	5	4	20
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	7,5	4	30
Итого				82

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 82 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 110 кВ до автотрансформатора.

Принимаем три одножильных кабеля АПвП-240 с длительно допустимым током $I_{доп} = 572 \text{ А}$.

$$I_{\text{макс}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 417 = 362,79 \text{ А}$$

$$353 \text{ А} \leq 362,79 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, одножильные кабели марки АПвП с сечением 240 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

9.5 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

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

Для КРУ 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ внутренней установки 10 кВ компании «СИБЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-61 со встроенными выключателями марки ВВ/TeI-10-20/1600 УХЛ1 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВ/TeI-10-20/630 УХЛ1 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 11.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 10 и 11.1

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки К-61 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВ/Тел-10-20/1600, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВ/Тел-10-20/630

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 12,06 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 523,5 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 4,83 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

1	2	3
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 35,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10-1200-0,5S/0,5/10P УХЛ1.

Таблица 31– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1047 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 33 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 34 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 523,5 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 41,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

Таблица 35 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ-СЭЦ-10-0,5S/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 36 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 15-300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 12,93-230,94 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2)	$Z_2 = 0,32 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 22,92 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10-УХЛ1.

Таблица 37 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ защищаются с помощью предохранителей.

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (72)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (73)$$

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-31,5 УХЛ1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 39 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,01 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

9.6 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с автотрансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 1047 \text{ А}$.

Принимаем алюминиевые прямоугольного шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1047 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$1047 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [11].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 8,53^2 \cdot 1 = 72,76 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$72,76 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (74)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{72,76 \cdot 10^6}}{90} = 94,78 \text{ мм}^2$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин [24].

$$q_{\text{min}} \leq q = S \quad (75)$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$94,78 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (76)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А [раздел 7];

a - расстояние между фазами, м [11].

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22,92^2}{0,2} = 454,95 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, Мпа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (77)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (78)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{454,95 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 27,3 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$.

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$27,3 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 40 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{ном}} = 1480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1047 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 72,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 94,78 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 27,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

9.7 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (79)$$

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{22920^2}{0,2} = 636,92 \text{ Н}$$

Таблица 41 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 236,92 \text{ Н}$	$B_k \leq B_{к.ном}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75У1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд (СН) электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{ТСН} = \frac{\Sigma S_{СН}}{2 \cdot k_3} \quad (80)$$

Ориентировочные данные о мощности и потреблении на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
2	3
Система охлаждения автотрансформаторов АТДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1	12x2
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-110	1,5
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5

2	3
Подогрев шкафов в КРУ	2
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

На основании таблицы 40 для каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-630.

9.9 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}}, \quad (81)$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (82)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (83)$$

где $I_{\text{ав}}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{\text{пер}} \cdot N \geq I_{\text{Тmax}}, \quad (84)$$

где $I_{\text{Тmax}}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{\text{Тmax}} = 1269 \text{ А};$$

$k_{\text{пер}} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ А.}$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (85)$$

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (86)$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

9.10 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что для проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, подойдет только постоянный оперативный.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система выпрямленного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания.

9.11 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты

колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Параметры выбранных ОПН внесены в таблицу 41.

На всех классах напряжений использованы ОПН третьего класса энергоемкости.

Таблица 43 – Параметры ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1- 220/172/10/5 50 УХЛ1	ОПН-П1- 110/77/10/400 УХЛ1	ОПН-П1- 10/10,5/10/550 УХЛ1
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	220	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	172	77	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10
Остающееся напряжение, кВ	596	274	37
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550	400	550
Длина пути утечки, см	630	227	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5	4,5	4,5

10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС 220/110/10 кВ «ГПП»

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

Расчет молниезащиты проводится по методике расчета для многократных стержневых молниеотводов, а именно зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

В целом молниезащита ПС выполнена с помощью девяти молниеотводов: два из них установлены на линейных порталах 220 кВ, три на прожекторных мачтах, два на крыше КРУЭ 110 кВ и два на крыше КРУЭ 220 кВ (раздел 4.2.134 ПУЭ).

Результаты расчетов сведем в таблицы. Схема молниезащиты представлена на листе 6.

Расчеты зон защит молниеотводов рассчитываются на уровне земли, на уровне линейных порталов, на уровне высоковольтных вводов автотрансформаторов и для молниеотводов М6-М9 на уровне КРУЭ 110 кВ и КРУЭ 220 кВ.

Таблица 44 – Радиусы зон защит молниеотводов

Номер молниеотвода	Радиус зоны защиты на уровне земли, м	Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов АТ, м	Радиус зоны защиты на уровне порталов 110 кВ, м	Радиус зоны защиты на уровне порталов 220 кВ, м	Радиус зоны защиты на уровне КРУЭ, м
1	2	3	4	5	6
М1	31,69	21,9	17,69	11,52	-
М2	31,69	21,9	17,69	11,52	-
М3	32,9	23,15	18,8	-	-
М4	32,9	23,15	18,8	-	-
М5	32,9	23,15	18,8	-	-

1	2	3	4	5	6
М6	21,2	-	-	-	5
М7	21,2	-	-	-	5
М8	22,2	-	-	-	6
М9	22,2	-	-	-	6

В таблице 45 показаны размеры ширины внутренних зон защиты для попарно взятых молниеотводов.

Таблица 45 - размеры ширины внутренней зоны защиты

Номер молниеотвода	Ширина внутренней зоны защиты на уровне земли, м	Ширина внутренней зоны защиты на уровне высоковольтных вводов АТ, м	Ширина внутренней зоны защиты на уровне порталов 110 кВ, м	Ширина внутренней зоны защиты на уровне порталов 220 кВ, м	Ширина внутренней зоны защиты на уровне КРУЭ, м
М1-М2	31,69	22	17,8	11,76	-
М1-М5	26,87	16,48	9,55	-	-
М5-М4	31,96	19,47	14	-	-
М4-М3	32,1	19,62	18,8	-	-
М3-М2	32,3	23,15	17,05	-	-
М2-М1	31,69	22	17,8	11,76	-
М6-М7	21,2	-	-	-	5
М8-М9	22,22	-	-	-	6

11 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС 220/110/10 кВ «ГПП»

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7. Согласно ПУЭ величина допускаемого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Амурской области для Свободненского района, где расположена подстанция «ГПП» определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1=60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2=200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике представленной в [23].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99 [16]:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{13} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{\text{экв}}$ из полученного соотношения:

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{\text{экв}}}{200} = 0,5$$

$$\rho_{\text{экв}} = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{\text{экв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления.

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её генерального плана (см. лист 6 графической части).

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5), \quad (87)$$

где $A=100$ м-длина ПС;

$B=87$ м-ширина ПС.

$$S=(100+2\cdot 1,5)\cdot (87+2\cdot 1,5)=9270 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов $d=12$ мм

Тогда их сечение:

$$F=\frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (88)$$

$$F=\frac{3,14 \cdot 12^2}{4}=113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тер}}=\sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (89)$$

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания, принимаем согласно расчетам главы 6 равным 4,87 кА;

T- время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{4870^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 71 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 71 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по СТО-56947007-29.130.15.114-2012 и принимается К4.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}) \quad (90)$$

$$S_{\text{CP}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (91)$$

где T=240мс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{\text{CP}} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} \quad (92)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} = 31,47 + 71 = 102,47 \text{ мм}^2$$

$$113\text{мм}^2 > 102,47\text{мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} + (B+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}}, \quad (93)$$

где $l_{\text{п-п}}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 6м.

$$L_{\Gamma} = (100+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(87+2 \cdot 1,5)}{6} + (87+2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(100+2 \cdot 1,5)}{6} = 3090 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (94)$$

$$m = \frac{3090}{2 \cdot \sqrt{9270}} = 16,05$$

Принимаем $m=17$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (95)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{9270}}{17} = 5,66 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (96)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{9270} \cdot (17 + 1) = 3466,1 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (97)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается равное 6 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{9270}}{6} = 64,2$$

Принимаем $n_B = 65$ шт

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=4$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находиться в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (98)$$

где A - коэффициент подобия, определяется по РД 153-34.3-35.125-99, зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,042$ и принимается равным 0,4.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{9270}} + \frac{1}{3466,1 + 65 \cdot 4} \right) = 0,43 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_S \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (99)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ - импульсный коэффициент, определяется как:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (100)$$

где I_M - значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_n = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{9270}}{(100+320) \cdot (60+45)}} = 1,14$$

$$R_n = 0,43 \cdot 1,14 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно проектирование выполнено верно.

Схема заземляющего устройства представлена на листе 7.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРА

12.1 Описание принятой цифровой защиты

В качестве цифровой релейной защиты автотрансформатора рассматривалась защита на базе БЭ 2704 045, разработанной компанией ЭКРА. ЭКРА БЭ 2704 045 обеспечивает быстродействующую и селективную защиту, мониторинг и управление двух- и трехобмоточных трансформаторов, автотрансформаторов, блоков генератор-трансформатор, фазорегуляторов, специальных трансформаторов для применения в железнодорожной промышленности и шунтирующих реакторов. ЭКРА БЭ 2704 045 предназначен для правильного функционирования в условиях широкого изменения частоты энергосистемы во время аномальных режимов, а также переходных режимах включения/отключения генератора, мощного двигателя

12.2 Расчет параметров срабатывания защиты

Проектирование защиты будет осуществляться по методике, изложенной в [24]. Проведем расчет параметров срабатывания устройства ЭКРА БЭ 2704 045 при его использовании для защиты автотрансформатора типа АТ-ДЦТН-63000/220/110 кВ с параметрами, представленными в таблице 46.

Таблица 46 – Исходные данные

Наименование параметра	Значение
1	2
Схема соединения	Уавто/Д-0-11
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего отрицательного положения РПН, %	8x1.5
Величина регулирования напряжения со стороны СН для крайнего положительного положения РПН, %	8x1.5

Проверка обеспечения цифрового выравнивания токов плеч защищаемого автотрансформатора.

Рабочие номинальные токи каждой стороны:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,14 \text{ А};$$

$$I_{\text{номСН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 300,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1680 \text{ А}.$$

Рабочие токи, протекающие в ТТ:

$$I_{\text{ном.вт.ВН}} = \frac{158,144}{\frac{300}{5}} = 2,64 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.вт.СН}} = \frac{300,604}{\frac{400}{5}} = 3,76 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.вт.НН}} = \frac{1680}{\frac{3000}{5}} = 2,8 \text{ А}.$$

Номинальные токи входов устройства для плеч защиты сторон ВН, СН, НН принимаются равными 5 А, а относительная погрешность выравнивания принимается равной максимальному значению из соответствующих трех рассматриваемым сторонам $\Delta f_{\text{выр}} = 0,03$ [26].

Таблица 47 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в номинальном режиме, А	Номинальный ток входа устройства, А	Относительная погрешность выравнивания
1	2	3
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02
0,5-1	1	0,02

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

Затем производится проверка обеспечения цифрового выравнивания:

$$0,1 < \frac{I_{\text{раб.макс.вт}}}{I_{\text{ном.т}}} < 4, \quad (103)$$

где $I_{\text{раб.макс.вт}}$ – первичный рабочий максимальный ток присоединения, подключенного к рассматриваемому аналоговому входу;

$I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток рассматриваемого аналогового входа устройства.

Для стороны ВН:

$$0,1 < 0,53 < 4 ;$$

Для стороны СН:

$$0,1 < 0,75 < 4 ;$$

Для стороны НН:

$$0,1 < 0,56 < 4 .$$

Для всех сторон условия выполняются, т.е. цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Проверка обеспечения требований к трансформаторам тока в схемах дифференциальной токовой защиты.

Как известно, полная погрешность ТТ в установившемся режиме не должна превышать 10% при максимальном токе внешнего КЗ (или максимальном сквозном токе). В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы

кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

Параметрирование данных об автотрансформаторе.

Номинальные напряжения сторон задаются в соответствии с исходными данными защищаемого автотрансформатора, т.е. равными соответственно:

$$U_{\text{ном.ВН}} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.СН}} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.НН}} = 11 \text{ кВ}.$$

Номинальные токи обмоток ВН, СН и НН, соответственно рассчитываются по выражению:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (104)$$

$$I_{\text{номВ}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВ}}} = 158,14 \text{ А}$$

$$I_{\text{номС}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номС}}} = 300,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{номН}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номН}}} = 1680 \text{ А}$$

Схемы соединения обмоток автотрансформатора (звезда или треугольник) для сторон ВН, СН и НН задаются следующими:

$U_{\text{В}} - Y$ (треугольник);

$U_{\text{С}} - Y$ (треугольник);

$U_{\text{Н}} - D$ (звезда).

Алгоритм защиты должен работать с вычитанием токов нулевой последовательности для сторон ВН и СН, а для стороны НН вычитание токов нулевой последовательности не должно использоваться.

Таблица 48 – Перечень параметров АТ, подлежащих заданию в устройстве

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Выбранное значение
1	2	3	4	5	6
$U_{номВ}$	кВ	0,05-2000	0,05	400	230
$U_{номС}$	кВ	0,05-2000	0,05	231	121
$U_{номН}$	кВ	0,05-2000	0,05	10,5	11
$I_{номВ}$	А	1-99999	1	577	158
$I_{номС}$	А	1-99999	1	1000	301
$I_{номН}$	А	1-99999	1	7173	1680
U_B	-	Y D	-	Y	Y
U_C	-	Y D	-	Y	Y
U_H	-	Y D	-	D	D

Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства ЭКРА БЭ 2704 045.

Параметр K_1 , определяющий тормозной ток принимается равным 1,15 [24].

Начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} рассчитывается по условию отстройки от токов небаланса в переходных режимах работы автотрансформатора при малых сквозных токах по выражению:

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot K_1, \quad (105)$$

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

$K_{нб.расч}$ – расчетный коэффициент небаланса, рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}} + \varepsilon_{\text{ПТТ}})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2)}, \quad (106)$$

где $K'_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается равным 1,5 [24];

$\varepsilon_{\text{ТТ}}$ – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, принимается равная 0,1 [24];

$\varepsilon_{\text{ПТТ}}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, принимается равная 0, так как ПТТ не используются;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов, выше была выбрана 0,03 [24];

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения автотрансформатора, вычисляется по формуле:

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(U_{(-\text{ПО})}; U_{(+\text{ПО})})}{100\%} \quad (107)$$

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{\max(-12\%; 12\%)}{100\%} = 0,12$$

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,23$$

$$I_{\text{dmin}} = 1,2 \cdot 0,23 \cdot 1,15 = 0,31$$

Полученное значение параметра срабатывания $I_{\text{dmin}} = 0,31$ больше минимального рекомендуемого значения 0,20. Параметр срабатывания I_{dmin} принимается равным 0,32.

Параметр K_2 , определяющий тормозной ток принимается равным 2 [24].

Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики рассчитывается по выражению:

$$S_2 \geq \frac{(I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{dmin}}) \cdot 100\%}{K_2 - K_2}, \quad (108)$$

где $I_{\text{диф.расч}}$ – расчетный дифференциальный ток, определяется по формуле:

$$I_{\text{диф.расч}} = K_{\text{отс}} \cdot K'_{\text{нб.расч}} \cdot K_2, \quad (99)$$

где $K_{\text{отс}}$ принимается 1,1, $K''_{\text{пер}}$ принимается 2,5 [24].

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,03) + (0,12 + 0,03)^2)} = 0,32$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,1 \cdot 0,32 \cdot 2 = 0,71$$

$$S_2 \geq \frac{(0,71 - 0,31) \cdot 100\%}{2 - 1,15} = 46,435\%$$

Параметр S_2 принимается равным 46 % [24].

Параметр S_3 , определяющий коэффициент торможения третьего участка тормозной характеристики принимается равным 50 % [24].

Для проверки чувствительности на горизонтальном участке характеристики рассматриваются те режимы, в которых $I_{\text{торм.расч}^*} < K_1$. Расчетными являются режимы:

$$\text{№ 1: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,05 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№ 2: } I_{\text{торм.расч}^*} = 1,04 < K_1 = 1,15;$$

$$\text{№ 3: } I_{\text{торм.расч}^*} = 0,99 < K_1 = 1,15.$$

При этом минимальный дифференциальный ток наблюдается для режима №1 и составляет 1,45. При этом коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{dmin}}} \quad (109)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,45}{0,31} = 4,62 > 2$$

Итак, чувствительность защиты на горизонтальном участке обеспечивается.

Чувствительность для наклонных участков характеристики проверяется по соотношению относительного начального дифференциального тока и тока начала торможения, которое не должно превышать 0,5:

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{K_1} < 0,5 \quad (110)$$

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{K_1} = \frac{0,314}{1,15} = 0,27 < 0,5$$

Условие выполняется, значит, чувствительность защиты на наклонных участках характеристики будет обеспечиваться всегда.

Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre} выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем КЗ.

По условию отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешних повреждениях, параметр срабатывания рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{dUnre}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.макс}}', \quad (111)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки [26];

$K_{нб(1)}=0,65$ —отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем повреждении [26].

$$I_{кз.макс}' = \frac{I_{кз.макс}}{I_{ном.опор}}, \quad (112)$$

где $I_{кз.макс}'$ —относительный максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{кз.макс}=3031\text{А}$ —максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах СН, когда включены обе системы и в работе находится только защищаемый автотрансформатор, приведенный к опорной стороне; $I_{ном.опор}=158\text{А}$ —номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого автотрансформатора.

$$I_{кз.макс}' = \frac{3031}{158} = 19,17$$

$$I_{dUnre} \geq 1,2 \cdot 0,65 \cdot 19,17 = 14,95$$

Полученное значение параметра удовлетворяет условию отстройки от режима броска намагничивающего тока:

$$I_{dUnre} = 14,95 \geq 5.$$

Параметр срабатывания принимается равным $I_{dUnre}=15$.

Выбранные параметры функции дифференциальной защиты устройства сведены в таблицу 49.

Таблица 49 –Параметры функции дифференциальной защиты

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	Шаг	По умолчанию	Рассчитанное значение
1	2	3	4	5	6
Функция дифференциальной защиты PDIF, 87T					
K_1	В долях от $I_{ном.опор}$	0,2-1,5	0,01	1,25	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{ном.опор}$	0,1-0,6	0,01	0,3	0,31
K_2	В долях от $I_{ном.опор}$	1-10	0,01	3	2
S_2	%	10-50	0,1	40	46
S_3	%	30-100	0,1	80	50
I_{dUnre}	В долях от $I_{ном.опор}$	1-50	0,01	10	15

Газовая защита автотрансформатора.

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

К повреждениям, на которые реагирует газовая защита относятся: замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности

переключателей устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовое реле Бухгольца (или газоразрядный распределитель) — это прибор, используемый в системах автоматического управления газоразрядными токами и напряжениями, который разработал немецкий учёный Вальтер Бухгольц в 1913 году. Он используется для защиты системы от перегрузок, коротких замыканий и других электрических неисправностей. Газовое реле Бухгольца состоит из серии электродов, размещенных в стеклянном корпусе, заполненном инертным газом, обычно аргона, или смесью газов. Когда газ между электродами подвергается высокому напряжению, происходит газоразряд, и реле срабатывает, отключая соответствующую систему. Газовые реле Бухгольца широко применялись в электрических схемах до появления полупроводниковых приборов. Однако они сохраняют свое значение в нескольких приложениях, особенно в системах плазмоники и лазерной технике.

На рассматриваемом автотрансформаторе применяется газовое реле марки BF 80\Q.

Защита от перегрузки автотрансформатора

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях — на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На автотрансформаторах защита от перегрузки устанавливается на всех трех сторонах напряжения. Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон. Рекомендуется вести расчет в первичных величинах, приведенных к той стороне трансформатора (автотрансформатора), с которой установлена рассматриваемая защита.

Первичный ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора (автотрансформатора):

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}, \quad (113)$$

где $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ – первичный номинальный ток обмотки автотрансформатора с учетом регулирования напряжения для той стороны, на которой установлена рассматриваемая защита.

Увеличение номинального тока не должно превышать 5 % номинального тока среднего положения РПН.

Для высокой стороны:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 158,14 = 174,79 \text{ А}$$

Для средней стороны:

$$I_{с.з.СН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 300,6 = 332,24 \text{ А}$$

Для низкой стороны:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1680 = 1857 \text{ А}$$

Соответствующие им токи вторичных цепей ТТ для высокой, средней и низкой стороны напряжения соответственно равны:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{174,79}{\frac{300}{5}} = 2,91 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{332,24}{\frac{400}{5}} = 4,15 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{1857}{\frac{3000}{5}} = 3,1 \text{ А}.$$

В данном разделе были рассчитаны основные параметры цифровой дифференциальной защиты автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110 кВ, на базе ЭКРА БЭ 2704 045. Для газовой защиты автотрансформатора применено газовое реле марки ВР 80\Q. Так же были определены уставки срабатывания защиты от перегрузки.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 110 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата [3].

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [3].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ–220 и ОРУ–110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения

с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [3].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [3].

Территория подстанции «ГПП» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

13.2 Экологичность

Для проектируемой подстанции 220/110/10 кВ «ГПП» проведем расчет размеров маслоприемника для автотрансформатора АДЦТН – 63000/220/110 УХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 50.

Таблица 50 – Исходные данные для расчета маслоприемника автотрансформатора АТДЦТН – 63000/220/110 ХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
39,4	9,7	5,47	6,81

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [3].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta, \quad (114)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (115)$$

где A и B -длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м}$$

$$B' = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = A' \cdot B' \quad (116)$$

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

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\Gamma} + h_{\text{В}} + h_{\text{ТМ+Н}_2\text{О}}, \quad (117)$$

где h_{Γ} – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{\text{В}}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{\text{ТМ+Н}_2\text{О}}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{\text{ТМ}}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \quad (118)$$

где $V_{\text{ТМ}}$ -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}, \quad (119)$$

где $\rho_{\text{ТМ}}$ - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

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

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{44,3}{107,6} = 0,41 \text{ м}$$

$h_{\text{Н}_2\text{О}}$ рассчитаем аналогично:

$$h_{\text{Н}_2\text{О}} = \frac{V_{\text{Н}_2\text{О}}}{S_{\text{МП}}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (120)$$

где $I=0,2$ л/с · м² – секундный расход воды, $t=30$ мин=1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (121)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,62 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,62) = 90,5 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{90,5}{107,6} = 0,84 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,41 + 0,84 = 1,55 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке

13.

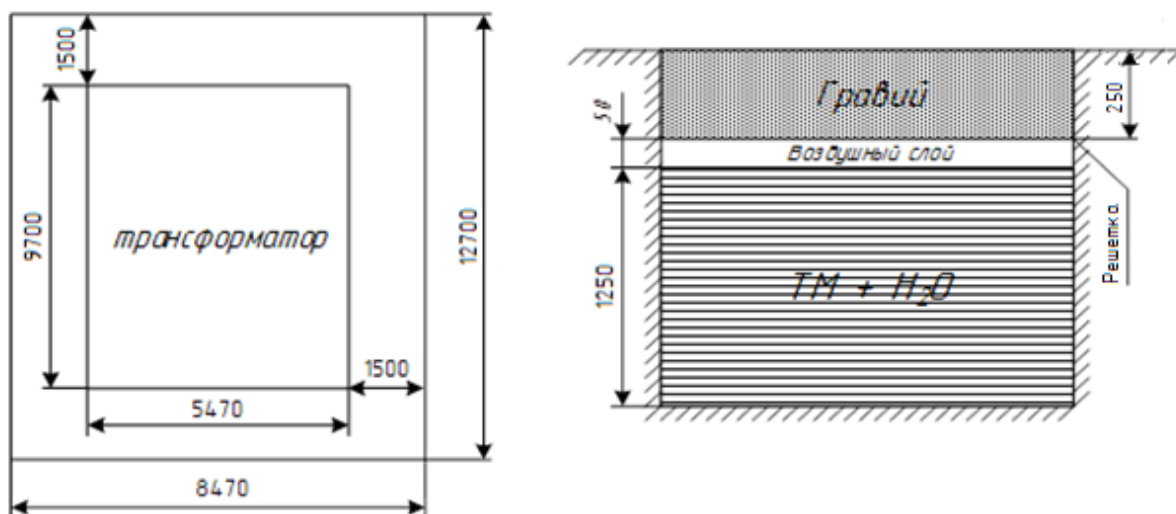


Рисунок 13 – Эскиз маслоприемника

13.3 Чрезвычайные ситуации

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

Для всех производственных и складских помещений должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по Правилам устройства электроустановок, которые надлежит обозначать на дверях помещений.

Во всех помещениях подстанции на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

Должна быть обеспечена безопасность людей при пожаре, а также разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка.

Не разрешается проводить работы на оборудовании, установках и станках с неисправностями, которые могут привести к пожару.

При перепланировке помещений, изменение их функционального назначения или установке нового технологического оборудования должны соблюдаться противопожарные требования действующих норм строительного и технологического проектирования.

На территории подстанции в целях обеспечения пожарной безопасности запрещается:

- хранение и применение в подвалах и цокольных этажах легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, баллонов с горючими газами;
- использовать вентиляционные камеры и другие технические помещения для производственных мастерских, а также хранения оборудования, мебели и т. д.;
- загромождать мебелью и оборудованием двери эвакуационных выходов и пути эвакуации;

- проводить уборку помещений и стирку одежды с применением легко-воспламеняющихся и горючих жидкостей, а также отогревать замерзшие коммуникации паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня;

- устанавливать глухие решетки на окнах.

Помещение подстанции обеспечено первичными средствами пожаротушения. Огнетушители располагаются таким образом, чтобы они были защищены от воздействия прямых солнечных лучей, тепловых потоков. Проверка их работоспособности осуществляется не реже двух раз в год с представителями территориального органа Государственного пожарного надзора.

Пожарные гидранты на территории подстанции должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время - очищены от снега и льда.

Места установки пожарных гидрантов обозначаются указателями в соответствии с требованиями норм и стандартов пожарной безопасности и оборудуются колпаками.

На подстанции имеются ящики для песка объемом 0,5 м³. Конструкция ящика обеспечивает удобство извлечения песка и исключает попадание посторонних предметов.

На территории подстанции предлагается установка насосной станции пожаротушения. Насосная пожаротушения предназначена для подачи воды и раствора пенообразователя в сети противопожарного водопровода, а также для заправки передвижных средств пожаротушения водой и раствором пенообразователя. Насосная станция устанавливается на территории промышленных предприятий. Работа насосной станции предусмотрена без постоянного присутствия персонала. При получении сигнала от пожарной сигнализации насосная станция автоматически обеспечивает подачу воды и раствора пенообразователя к очагу возгорания.

Ручной режим управления предусмотрен для управления электрическими исполнительными устройствами насосной станции при проведении

проверок, пуско-наладочных и ремонтных работ. Насосная станция пожаротушения состоит из четырех блоков с высотой в помещении 3,8 м. Блоки состоят из основания, каркаса, обшитого снаружи трехслойными панелями с утеплителем.

В блоках расположены:

- насосы для подачи воды и раствора пенообразователя;
- импульсное устройство с компрессором для поддержания давления в сети подачи раствора пенообразователя;
- 2 бака для пенообразователя объемом 7 м³;
- таль для проведения ремонта насосных агрегатов;
- система отопления;
- освещение рабочее, аварийное и для проведения ремонтных работ.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

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

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, 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 энергопредприятия, руководитель объекта.

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 [4].

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.

Для пожаротушения автотрансформаторов 125 МВ·А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20–50, камеру переключения задвижек, сухо-трубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР–15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с [4].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

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 – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами [5].

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.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведена реконструкция системы внешнего электроснабжения питающей подстанции 220/110/10 кВ ГПП и, следовательно, комплекса средств измерений, сбора и обработки информации космодрома «Восточный»

В ходе выполнения работы были использованы и применены все полученные в ходе обучения знания и навыки. При проектировании системы электроснабжения особая роль уделялась её надежности, так как электроприемники рассматриваемого объекта относятся к первой и первой особой категории по надежности. Для объектов первой особой категории, в качестве третьего независимого источника питания, были предусмотрены контейнерные дизельные электростанции.

В качестве источников питания объекта были использованы две бетонные комплектные трансформаторные подстанции блочного типа серии «ЭКТА» с установленными на них, по требованию высокой пожаробезопасности, сухими трансформаторами марки ТСЗ-1600/10.

При проектировании подстанции были определены классы номинальных напряжений 220/110/10 кВ, выбраны источники питания, которыми являются подстанции «Амурская» и «Ледяная». На всех классах напряжений выбраны обеспечивающие необходимую надежность и экономическую целесообразность схемы электрических соединений. В качестве распределительных устройств на сторонах 220 кВ и 110 кВ выбраны КРУЭ марки Siemens, на стороне 10 кВ КРУ марки «СИБЭЛЕКТРОЩИТ». На шинах ПС были рассчитаны токи короткого замыкания и проведены выборы и проверки оборудования. На подстанции применены автотрансформаторы АДЦТН-63000/220/110. Так же был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПС, были выбраны ОПН.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 176 с.

2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.

3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.

5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.

6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2008. – 608 с.

7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 608 с.

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

9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2023).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2023).

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

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.04.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.

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

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

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

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

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

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

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2023).

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

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

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

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

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

28 Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации. Приказ от 15 декабря 2023 года №903н об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические данные автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1

Наименование параметра	Единица измерений	Значение параметров АТ-1
Тип автотрансформатора		АДЦТН-63000/220/110-У(ХЛ)1
Год выпуска		2012
Завод-изготовитель		ООО Тольятинский авто-трансформатор
Номинальная мощность обмоток		
ВН	кВА	63000
СН	кВА	63000
НН	кВА	32000
Номинальное напряжение		
ВН	кВ	230
СН	кВ	121
НН	кВ	11
Номинальный ток обмоток		
ВН	А	158
СН	А	300,6
НН	А	970
Номинальная частота	Гц	50
Ток холостого хода	%	0,17
Потери холостого хода	кВт	22,625
Напряжение КЗ		
ВН-СН	%	37,13
ВН-НН		10,73
СН-НН		22,96
Схема и группа соединения обмоток		У _Н авто/Д-0-11
Способ и диапазон регулирования		РПН
Наибольший длительно допустимый ток в общей обмотке автотрансформатора	А	185

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры КРУЭ 220 кВ компании Siemens марки 8DN9

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	460
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	530
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	1050
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	1200
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Время включения	с	4
Время отключения		4
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Номинальный ток	А	1250
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2S	ВА	20
Мощность обмоток для РЗиА, класса точности 10Р	ВА	30
Коэффициент трансформации		300/5
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DN9 220 кВ

Номинальное напряжение	кВ	220
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2	ВА	100
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,5	ВА	100
Мощность обмотки для РЗиА, класса точности 3Р	ВА	45

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Параметры КРУЭ 110 кВ компании Siemens марки 8DN8

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	145
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	275
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	315
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	650
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	750
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Параметры силовых выключателей КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения	мс	35
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	40
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	46
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный

Параметры разъединителей и заземлителей КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Время включения	с	4
Время отключения	с	4
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Параметры трансформаторов тока КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Номинальный ток	А	1250
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2S	ВА	20
Мощность обмоток для РЗиА, класса точности 10Р	ВА	30
Коэффициент трансформации		400/5
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 8DN8 110 кВ

Номинальное напряжение	кВ	110
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,2	ВА	100
Мощность измерительной обмотки, класса точности 0,5	ВА	100
Мощность обмотки для РЗиА, класса точности 3Р	ВА	45

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технические данные КРУ К-61

Номинальное напряжение	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток сборных шин	А	2500
Номинальный ток термической стойкости	кА	20
Номинальный ток динамической стойкости	кА	51

Технические данные силового выключателя ВВ/Тел-10-20/630(1600)

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальный ток	А	630-1600
Номинальный ток термической стойкости	кА	20-31,5
Ток электродинамической стойкости	кА	51
Номинальный ток отключения	кА	20-31,5
Собственное время отключения	мс	25

Технические данные трансформатора тока ТТ ТОЛ -СЭЩ-10

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальный первичный ток	А	5-3000
Номинальный вторичный ток	А	1; 5
Число вторичных обмоток		до 6
Класс измерений и учета		0,2S; 0,2; 0.5S; 0,5
Классы защиты		5P; 10P
Ток электродинамической стойкости	кА	100
Мощность измерительных обмоток	ВА	20

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Технические данные трансформатора напряжения НАМИ-10-УХЛ1

Номинальное напряжение	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	В	100
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 0,5	ВА	200
Номинальная мощность обмотки измерения класса точность 1	ВА	300

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Выбор ОПН

Выбор ОПН на напряжение 220 кВ:

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1\text{кВ}$$

$$172\text{кВ} \geq 146,1\text{кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n,$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0},$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c},$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Параметры ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/172/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	172
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбор ОПН на напряжение 110 кВ:

Выбор происходит аналогично выбору ОПН 220 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1 по номинальному напряжению 110 кВ.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73\text{кВ}$$

$$77\text{кВ} \geq 73\text{кВ}$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{420}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 420} = 347\text{кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99\text{мкс}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{347 - 305}{640} \right) \cdot 305 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 439,94\text{кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{439,94}{110} = 4 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Параметры ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-110/77/10/400 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	400
Остающееся напряжение, кВ	274
Длина пути утечки, см	227
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбор ОПН на напряжение 10 кВ:

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{кВ}$$

$$10,5 \text{кВ} \geq 6,64 \text{кВ}$$

Энергию пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется отлично от метода рассмотренного выше:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right],$$

где C – емкость кабельной линий;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0,$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3x50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35 \text{км}$ – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Параметры ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчет молниезащиты

Схема молниезащиты представлена на листе 6.

Молниеотводы М1 и М2:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$h < L \leq 2h,$$

где L-расстояние между молниеотводами;

h-высота молниеотводов.

Высота молниеотвода:

$$h = 31,5 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 34,55 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h;$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 31,5 = 26,78 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h;$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,5) \cdot 31,5 = 31,69 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c},$$

где h_c – высота средней части двойного строжневого молниеотвода;

r_{c0} – ширина средней части зоны защиты на уровне земли.

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии

$$h < L_M < 2h:$$

$$r_{c0} = r_0 = 31,69 \text{ м};$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Определим для молниеотводов 1 и 2 высоту средней части зоны защиты двойного стержневого молниеотвода.

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{\text{М12}} - h)$$

$$h_c = 26,78 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,5) \cdot (34,55 - 31,5) = 26,23 \text{ м.}$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

- На уровне линейного портала 220 кВ:

$$r_{\text{сх}} = 31,69 \cdot \frac{26,23 - 16,5}{26,23} = 11,76 \text{ м}$$

- На уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_{\text{сх}} = 31,69 \cdot \frac{26,23 - 11,5}{26,23} = 17,8 \text{ м}$$

- На уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_{\text{сх}} = 31,69 \cdot \frac{26,23 - 8}{26,23} = 22 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов определяются как:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \text{ м,}$$

где h_x – высота защищаемого объекта

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220 кВ:

$$r_x = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{26,78} \right) = 11,52 \text{ м}$$

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{26,78} \right) = 17,63 \text{ м}$$

- Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_x = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{8}{26,78}\right) = 21,9 \text{ м}$$

Молниеотводы М1 и М5:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$2h < L \leq 4h,$$

где L -расстояние между молниеотводами;

h -высота молниеотводов.

Так же эти молниеотводы имеют разную высоту, поэтому применяем соответствующую методику расчета.

Высоты молниеотводов:

$$h_1 = 31,5 \text{ м};$$

$$h_2 = 31,75 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M15} = 89,85 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot 31,5 = 26,78 \text{ м};$$

$$h_{\text{эф2}} = 0,85 \cdot 31,75 = 26,99 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 31,5) \cdot 31,5 = 31,69 \text{ м};$$

$$r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии разной высоты у молниеотводов:

$$r_{C0} = 0,5 \cdot (r_{C01} + r_{C02}) \text{ м};$$

$$r_{C01} = r_{01} \cdot \left(1 - \frac{0,2(L - 2h)}{h}\right)$$

$$r_{C01} = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{0,2(89,85 - 2 \cdot 31,5)}{31,5}\right) = 26,29 \text{ м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_{C02} = 33,9 \cdot \left(1 - \frac{0,2(89,85 - 2 \cdot 31,75)}{31,75}\right) = 27,44 \text{ м}$$

$$r_{C0} = 0,5 \cdot (26,29 + 27,44) = 26,87 \text{ м}$$

Определим для молниеотводов 1 и 5 высоту средней части зоны защиты.

$$h_{c1} = 26,78 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,5) \cdot (89,85 - 31,5) = 16,3 \text{ м.}$$

$$h_{c2} = 26,99 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (89,85 - 31,75) = 16,35 \text{ м.}$$

Высота средней части защитной зоны для двух молниеотводов разной высоты:

$$h_C = 0,5 \cdot (h_{01} + h_{02})$$

$$h_C = 0,5 \cdot (16,3 + 16,35) = 16,33 \text{ м}$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

- На уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_{cx} = 32,3 \cdot \frac{16,33 - 11,5}{16,33} = 9,55 \text{ м}$$

- На уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_{cx} = 32,3 \cdot \frac{16,33 - 8}{16,33} = 16,48 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов:

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{26,99}\right) = 18,8 \text{ м}$$

- Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{8}{26,99}\right) = 23,15 \text{ м}$$

Молниеотводы М5 и М4:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$2h < L \leq 4h,$$

Высота молниеотвода:

$$h = 31,75 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M54} = 68,05 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 31,75 = 26,99 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии

$$2h < L_M < 4h:$$

$$r_{C0} = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{0,2(68,05 - 2 \cdot 31,75)}{31,75}\right) = 31,96 \text{ м}$$

Определим для молниеотводов 5 и 4 высоту средней части зоны защиты двойного стержневого молниеотвода.

$$h_c = 26,99 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (68,05 - 31,75) = 20,47 \text{ м}.$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

- На уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_{cx} = 31,96 \cdot \frac{20,47 - 11,5}{20,47} = 14 \text{ м}$$

- На уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_{cx} = 31,96 \cdot \frac{20,47 - 8}{20,47} = 19,47 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов:

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{26,99}\right) = 18,8\text{ м}$$

- Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{8}{26,99}\right) = 23,15\text{ м}$$

Молниеотводы М4 и М3:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$2h < L \leq 4h,$$

Высота молниеотвода:

$$h = 31,75 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M43} = 67,5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 31,75 = 26,99 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии

$$2h < L_M < 4h:$$

$$r_{C0} = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{0,2(67,5 - 2 \cdot 31,75)}{31,75}\right) = 32,1\text{ м}$$

Определим для молниеотводов 4 и 3 высоту средней части зоны защиты двойного стержневого молниеотвода.

$$h_c = 26,99 - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75\right) \cdot (67,5 - 31,75) = 20,57\text{ м}.$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

- На уровне линейного портала 110 кВ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_{cx} = 32,1 \cdot \frac{20,57 - 11,5}{20,57} = 14,15 \text{ м}$$

- На уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_{cx} = 32,1 \cdot \frac{20,57 - 8}{20,57} = 19,62 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов:

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{26,99} \right) = 18,8 \text{ м}$$

- Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_x = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{8}{26,99} \right) = 23,15 \text{ м}$$

Молниеотводы М3 и М2:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$h < L \leq 2h,$$

Так же эти молниеотводы имеют разную высоту, поэтому применяем соответствующую методику расчета.

Высоты молниеотводов:

$$h_1 = 31,75 \text{ м};$$

$$h_2 = 31,5 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M32} = 45,79 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot 31,75 = 26,99 \text{ м};$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 31,5 = 26,78 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м};$$

$$r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 31,5) \cdot 31,5 = 31,69 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии разной высоты у молниеотводов:

$$r_{C0} = 0,5 \cdot (r_{C01} + r_{C02}) \text{ м}$$

При условии $h < L \leq 2h$:

$$r_{C0} = r_0$$

$$r_{C0} = 0,5 \cdot (32,9 + 31,69) = 32,3 \text{ м}$$

Определим для молниеотводов 3 и 2 высоту средней части зоны защиты.

$$h_{c1} = 26,99 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (45,79 - 31,75) = 24,47 \text{ м}.$$

$$h_{c2} = 26,78 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,5) \cdot (45,79 - 31,5) = 24,22 \text{ м}.$$

Высота средней части защитной зоны для двух молниеотводов разной высоты:

$$h_C = 0,5 \cdot (24,47 + 24,22) = 24,35 \text{ м}$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне всех защищаемых объектов:

- На уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_{cx} = 32,3 \cdot \frac{24,35 - 11,5}{24,35} = 17,05 \text{ м}$$

- На уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_{cx} = 32,3 \cdot \frac{24,35 - 8}{24,35} = 23,15 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемых объектов:

- Радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{26,78}\right) = 17,63 \text{ м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

- Радиус зоны защиты на уровне высоковольтных вводов автотрансформатора:

$$r_x = 31,69 \cdot \left(1 - \frac{8}{26,78}\right) = 21,9 \text{ м}$$

Так же в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ раздела 4.2.134 здания КРУЭ 110 и 220 кВ должны быть с помощью молниеприемной сетки или стержневых молниеотводов.

Выполни защиту с для КРУЭ с помощью стержневых молниеотводов, установленных на крыше.

Молниеотводы М6 и М7 для защиты КРУЭ 110 кВ:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$L \leq h$$

Высота молниеотвода:

$$h = 20 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M67} = 17 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии $L_M \leq h$:

$$r_{C0} = r_0 = 21,2 \text{ м};$$

Высота средней части зоны защиты при условии $L_M \leq h$:

$$h_c = h_{эф}$$

$$h_c = 17 \text{ м}.$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Радиус зоны защиты на уровне КРУЭ 110 кВ:

$$r_x = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{13}{17}\right) = 5 \text{ м}$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне КРУЭ 110 кВ:

При условии $L_M \leq h$:

$$r_{cx} = r_x$$

$$r_{cx} = 5 \text{ м}$$

Молниеотводы М8 и М9 для защиты КРУЭ 220 кВ:

Для этих молниеотводов расстояние между ними соответствует условию:

$$L \leq h$$

Высота молниеотвода:

$$h = 21 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M89} = 15 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,22 \text{ м};$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне земли при условии $L_M \leq h$:

$$r_{C0} = r_0 = 22,22 \text{ м};$$

Высота средней части зоны защиты при условии $L_M \leq h$:

$$h_c = h_{\text{эф}}$$

$$h_c = 17,85 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне КРУЭ 220 кВ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

$$r_x = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{13}{17,85}\right) = 6\text{м}$$

Определим ширину средней части зоны защиты на уровне КРУЭ 220 кВ:

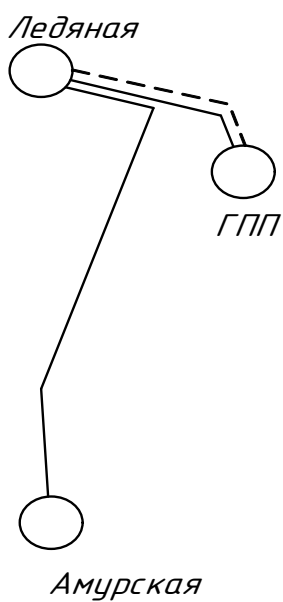
При условии $L_M \leq h$:

$$r_{cx} = r_x$$

$$r_{cx} = 6\text{м}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Технико-экономический расчет

Вариант 1



Капитальные вложения в строительство ЛЭП:

$$L_{\text{трассы}} := 2 \cdot 21 = 42$$

$$K_{\text{ЛЭП.уд}} := 373.6$$

$$K_{\text{ЛЭП}} := K_{\text{ЛЭП.уд}} \cdot L_{\text{трассы}} = 1.569 \times 10^4$$

Капитальные вложения в РУ:

$$K_{\text{РУ}} := 97500$$

Суммарные вложения:

$$K_{\text{сумм}} := K_{\text{РУ}} + K_{\text{ЛЭП}} = 1.132 \times 10^5$$

$$E_{\text{н}} := 0.1$$

$$K_{\text{сумм}} \cdot E_{\text{н}} = 1.132 \times 10^4$$

Амортизационные отчисления:

$$P_{\text{а.ЛЭП}} := 2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Технико-экономический расчет

$$P_{a.PY} := 6.4$$

$$I_{ai} := K_{ЛЭП} \cdot \frac{P_{a.ЛЭП}}{100} + K_{PY} \cdot \frac{P_{a.PY}}{100} = 6.554 \times 10^3$$

Издержки на обслуживание сетей:

$$\gamma := 0.028$$

$$I_{обс.с} := \gamma \cdot (K_{PY} + K_{ЛЭП}) = 3.169 \times 10^3$$

Издержки стоимости потерь:

$$r_0 := 0.08$$

$$R_{ЛЭП} := L_{трассы} \cdot r_0 = 3.36$$

$$\tau := 2314$$

$$c_{уд} := 2.84$$

$$U_{НОМ} := 220000$$

$$S_{сумм} := 85400$$

$$I_{ЛЭП} := \frac{2S_{сумм}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 0.448$$

$$I_{потерь} := 3 \cdot I_{ЛЭП}^2 \cdot R_{ЛЭП} \cdot L_{трассы} \cdot \tau \cdot c_{уд} = 5.59 \times 10^5$$

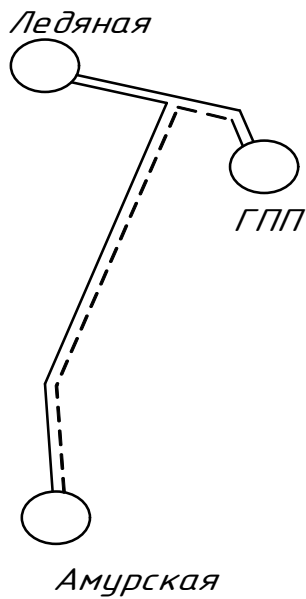
$$I_{сумм} := I_{ai} + I_{обс.с} + I_{потерь} = 5.687 \times 10^5$$

Затраты:

$$Z_{В1} := K_{сумм} \cdot E_H + I_{сумм} = 5.8 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Технико-экономический расчет

Вариант 2



Капитальные вложения в строительство ЛЭП:

$$L_{\text{трассы}} := 79$$

$$K_{\text{лэп.уд}} := 373.6$$

$$K_{\text{лэп}} := K_{\text{лэп.уд}} \cdot L_{\text{трассы}} = 2.951 \times 10^4$$

Капитальные вложения в РУ:

$$K_{\text{ру}} := 109800$$

Суммарные вложения:

$$K_{\text{сумм}} := K_{\text{ру}} + K_{\text{лэп}} = 1.393 \times 10^5$$

$$E_{\text{н}} := 0.1$$

$$K_{\text{сумм}} \cdot E_{\text{н}} = 1.393 \times 10^4$$

Амортизационные отчисления:

$$P_{\text{а.лэп}} := 2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Технико-экономический расчет

$$P_{a.PY} := 6.4$$

$$I_{ai} := K_{лЭП} \cdot \frac{P_{a.лЭП}}{100} + K_{PY} \cdot \frac{P_{a.PY}}{100} = 7.617 \times 10^3$$

Издержки на обслуживание сетей:

$$\gamma := 0.028$$

$$I_{обс.с} := \gamma \cdot (K_{PY} + K_{лЭП}) = 3.901 \times 10^3$$

Издержки стоимости потерь:

$$r_0 := 0.08$$

$$R_{лЭП} := L_{трассы} \cdot r_0 = 6.32$$

$$\tau := 2314$$

$$c_{уд} := 2.84$$

$$U_{ном} := 220$$

$$S_{сумм} := 85.400$$

$$I_{лЭП} := \frac{S_{сумм}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0.224$$

$$I_{потерь} := 3 \cdot I_{лЭП}^2 \cdot R_{лЭП} \cdot L_{трассы} \cdot \tau \cdot c_{уд} = 4.944 \times 10^5$$

$$I_{сумм} := I_{ai} + I_{обс.с} + I_{потерь} = 5.059 \times 10^5$$

Затраты:

$$З_{в2} := K_{сумм} \cdot E_n + I_{сумм} = 5.199 \times 10^5$$

$$З_{в1} = 5.8 \times 10^5$$