

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 – «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода

Исполнитель

студент группы 942об3

Е.А. Попель

Руководитель

канд.техн.наук, профессор

Ю.В. Мясоедов

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд.техн.наук, доцент

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Попеля Евгения Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Параметры нагрузок Амурского газоперерабатывающего завода

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Проектирование системы электроснабжение полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода, проектирование питающая подстанция, расчет молниезащиты подстанции, расчет заземления подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 35 таблиц, 4 рисунка

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 04.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы Мясоедов Юрий Викторович, декан, профессор, кандидаи технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 123 с., 4 рисунков, 35 таблиц, 51 источник, 2 приложений.

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

Актуальность работы заключается в разработке реконструкции сетей электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода

Цель бакалаврской работы была в проведении реконструкция сетей электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода.

В результате были определены электрические нагрузки объекта, определено количество и место расположение источников питания, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектированы однолинейные схемы. Для подстанции были выбраны номинальные напряжения всех сторон, определены расчетные нагрузки, рассчитаны токи короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования, построена однолинейная схема ПС, выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС. Рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района размещения Амурского газоперерабатывающего завода	9
2 Определение электрических нагрузок	12
2.1 Классификация потребителей электрической энергии	12
2.2 Расчет электрических нагрузок полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода	13
2.3 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор номинального напряжения КТП и схемы электроснабжения объектов	24
3.1 Выбор номинального напряжения	24
3.2 Выбор схемы электроснабжения	24
3.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
4 Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП с учетом компенсации реактивной мощности	26
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	26
4.2 Компенсации реактивной мощности	28
4.3 Определение коэффициентов загрузки трансформаторов	30
5 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ КТП №1 и КТП №2	33
6 Определение нагрузок питающей подстанции, её классов номинальных напряжений и источников питания	35
6.1 Определение нагрузок питающей подстанции	35
6.2 Определение номинальных напряжений и источников питания ПС	37
7 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 110/10 кВ	39
7.1 Выбор силовых трансформаторов	39
8 Разработка схемы внутреннего электроснабжения объектов БКТП и выбор эффективного способа их подключения	41

8.1	Выбор схемы внутреннего электроснабжения	41
8.2	Выбор эффективного способа подключения потребителей	41
9	Выбор комплектных дизельных электростанций для объектов первой особой категории	43
10	Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 35/10 кВ	44
10.1	Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции	44
10.2	Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП	48
11	Выбор и проверка оборудования на подстанции 110/10 кВ	51
11.1	Определение максимальных рабочих токов сторонам по 110 и 10 кВ	51
11.2	Выбор типа распределительного устройства	52
11.3	Выбор и проверка выключателей	52
11.4	Выбор и проверка разъединителей	56
11.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	57
11.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
11.7	Выбор и проверка токоведущих частей	62
11.8	Выбор и проверка изоляторов	69
11.9	Выбор ОПН	72
11.10	Выбор и проверка ТСН	78
11.11	Выбор аккумуляторной батареи	79
12	Выбор и проверка кабелей 10 кВ системы внешнего электроснабжения БКТП	83
12.1	Выбор марки и кабеля на стороне 10 кВ	83
12.2	Проверка по термической устойчивости токам к.з.	85
12.3	Проверка по потери напряжения	86
13	Разработка молниезащиты и заземления ПС ООП	87
13.1	Молниезащита 110 кВ ПС ООП	87
13.2	Разработка заземления, и определение стационарного и импульсного сопротивления	93
14	Релейная защита и автоматика	98
14.1	Выбор системы оперативного тока	98

14.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	99
14.3 Устройства автоматического включения резерва	102
15 Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР	103
16 Технические средства диспетчерского и технологического управления	104
17 Безопасность и экологичность	106
17.1 Безопасность	106
17.2 Экологичность	109
17.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	117
Библиографический список	118
Приложение А	124
Приложение Б	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) в районе города Свободного Амурской области — одно из крупнейших предприятий в мире по переработке природного газа. Реализация такого масштабного проекта в области переработки не имеет аналогов. Завод является важным звеном технологической цепочки поставок природного газа в Китай. В связи с его строительством возникает необходимость в создании для него надежной, безопасной и экономичной системы электроснабжения. В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции сетей электроснабжения 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода. Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как значимость этого завода сложно переоценить и особо важное значение занимает создание надежной, экономичной, безопасной и экологичной системы электроснабжения. Проблема, которую предстоит рассмотреть заключается в заниженных показателях нагрузки потребления при проектировании и разработки актуальной схемы электроснабжения.

Выпускная квалификационная работа содержит: Проектирование надежной и соответствующей современным требованиям системы электроснабжения с выбором числа, и мощности трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей и остального требуемого оборудования.

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

1. Проектирование системы электроснабжение полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода.
2. Проектирование питающая подстанция
3. Расчет молниезащиты подстанции
4. Расчет заземления подстанции

Графическая часть работы содержит 6 листов формата А1.

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Объекты Амурского газоперерабатывающего завода размещены на территории Свободненского район. 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.

Юго-восточная часть района расположена в пойме реки Зея, западная часть — реки Амур. Большая часть территории района покрыта лесной растительностью, пересечена увалами и сопками.

По территории района проходит Транссибирская железнодорожная магистраль, протяженность которой составляет 60 км. Общая продолжительность автомобильных дорог 490 км, из них федерального назначения — 46 км.

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.

Ключевым видом экономической деятельности в Свободненском районе является сельское хозяйство. Сельским хозяйством в районе занимаются 6 коллективных хозяйств и 26 крестьянско-фермерских хозяйств. Животноводством в Свободненском районе занимаются два коллективных хозяйства, 11 фермерских хозяйств и около 2000 личных подсобных хозяйств.

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.

Территория Свободненского района по характеру рельефа представляет собой возвышенное плоскогорье со средними высотами 250–300 м Амуро-Зейский водораздел, проходящий в меридиальном направлении, резкой выраженности не имеет. Плоско-холмистые увалы от водораздела тянутся к берегам р. Зеи и р. Амура, образуя на выходах к ним крутые склоны и обрывы.

На рисунке 1, показано расположение Свободненского района, в таблицу 1 внесены климатические условия [37].

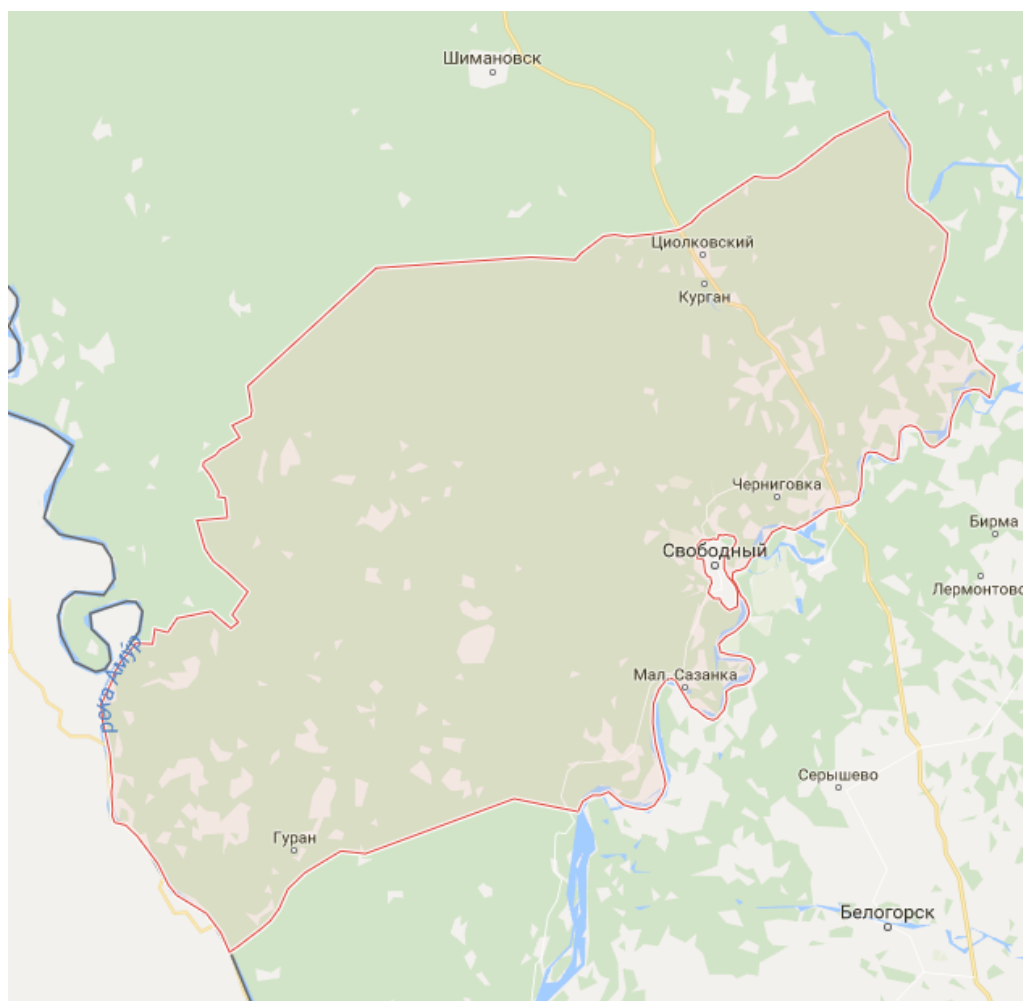


Рисунок 1 – Расположение Свободненского района

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
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 грозových часов	От 20 до 40
Климатическая зона	III

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

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Классификация потребителей электрической энергии

Объекты Амурского газоперерабатывающего завода относятся к электроприемникам, приравненным к промышленным, они характеризуются большими сосредоточенными нагрузками и повсеместным использованием асинхронных и синхронных двигателей.

По режиму работы потребители электрической энергии относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки.

По мощности и напряжению к электроприемникам малой, средней и высокой мощности напряжением 220-380 В.

По роду тока потребители относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты.

Коэффициенты мощностей приемников лежат в пределах $\cos \varphi = 0,7 \div 0,95$.

По надежности электроснабжения приемники электроэнергии подразделяются на электроприемники I, II, III и I особой категории.

Потребители Амурского газоперерабатывающего завода относятся к первой и первой особой категории по надежности, описание этих категорий приведены ниже:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электроприемники первой категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении

электроснабжения от одного источника питания допущен лишь на время автоматического восстановления питания[37].

Электроприемники I особой категории – электроприемники, 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[37].

2.2 Расчет электрических нагрузок полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода

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

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) 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 [28]:

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

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность [28]:

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

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность [28]:

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

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП [28]:

$$P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{II}, \quad (4)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (5)$$

Приведем пример расчета электрических нагрузок для полигона твердых бытовых и промышленных отходов, в таблице 2 представлены наименования электроприемников и их основные характеристики.

Таблица 2 – Параметры электроприемников полигона твердых бытовых и промышленных отходов

Наименование ЭП	Кол. ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _ц	tgφ	Средняя мощность ЭП	
						P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
1ЩР Питание (КИТСО)	1	10	10	1	0.62	10	6.2
Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1	1	1	1	0.48	1	0.48
Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1	1	1	1	0.48	1	0.48
Автомобильные весы 20 тон	1	0.1	0.1	0.7	0.2	0.07	0.01
Ленточный обогрев резервуара для жидких отходов	1	0.9	0.9	0.9	0	0.81	0
Ленточный электрообогрев резервной мощности	1	1.5	1.5	0.9	0	1.35	0
Ленточный электрообогрев трубопровода резервной емкости	1	0.41	0.41	0.4 1	0	0.37	0
Ленточный электрообогрев трубопровода резервуара	1	0.41	0.41	0.4 1	0	0.37	0
Металлические откатные ворота с электроприводом	1	0.55	0.55	0.1	0.62	0.06	0.03
Насосная станция КНС поз.11.1	1	4.9	4.9	0.8 2	0.62	4.02	2.49
Насосная станция КНС поз.11.2	1	6.3	6.3	0.8 8	0.62	5.54	3.44
Насосная станция КНС поз.11.3	1	1.9	1.9	0.8	0.62	1.52	0.94
Насосная станция КНС поз.11.4	1	25	25	0.8 8	0.62	22	13.63
Насосная станция КНС поз.18.4	1	1.3	1.3	0.6 9	0.62	0.9	0.56
Насосная станция КНС поз.18.5	1	3	3	0.8 8	0.62	2.54	1.64
Подогрев противопожарного резервуара поз 9.1	1	6	6	0.9	0	5.4	0
Подогрев противопожарного резервуара поз 9.2	1	6	6	0.9	0	5.4	0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Подогрев противопожарного резервуара поз 9.3	1	6	6	0.9	0	5.4	0
Прожектор освещения навеса автовесов	1	0.16	0.16	1	0.33	0.16	0.05
Система радиационного мониторинга	1	0.03	0.03	1	0.14	0.03	0
Счетчик водомер в колодце КЗ-1	1	0.12	0.12	0.8	0.48	0.1	0.05
Счетчик водомер в колодце К-34	1	0.12	0.12	0.8	0.48	0.1	0.05
Телекоммуникационный шкаф автовесы	1	1	1	1	0.48	1	0.48
Телекоммуникационный шкаф КПП	1	1	1	1	0.48	1	0.48
Установка термического обезвреживается жидких отходов ИН-50	1	420	420	0.9	0.75	378	283.5
Установка термического обезвреживается отходов ИН-50 поз 14.1	1	55	55	0.9 5	0.75	52.25	39.19
Установка термического обезвреживается отходов ИН-50 поз 14.2	1	55	55	0.9 5	0.75	52.25	39.19
Устройство сопряжения с объектом	1	1	1	1	0.33	1	0.33
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 1.1	1	0.3	0.3	0.8 2	0.33	0.25	0.08
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11.2	1	0.3	0.3	0.8 8	0.33	0.26	0.09
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11.3	1	0.3	0.3	0.8	0.33	0.24	0.08
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11.4	1	0.3	0.3	0.8 8	0.33	0.26	0.09
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 18.4	1	0.3	0.3	0.6 9	0.33	0.21	0.07
Шкаф NSGate NSBox КНС поз 18.5	1	0.3	0.3	0.8 8	0.33	0.26	0.09
Шкаф NSGate NSBox колодец КЗ-1	1	0.3	0.3	0.8	0.33	0.24	0.08
Шкаф сушильный	1	0.1	0.1	0.8	0	0.08	0
Шкаф управления насосом поз 18.5	1	2.5	2.5	0.8 8	0.48	2.2	1.07
Шкаф управления насосом поз 11.1	1	3.85	3.85	0.8 2	0.48	3.16	1.53
Шкаф управления насосом поз 11.2	1	5.4	5.4	0.8 8	0.48	4.75	2.3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Шкаф управления насосом поз 11.3	1	2.7	2.7	0.8	0.48	2.16	1.05
Шкаф управления насосом поз 11.4	1	18.7	18.7	0.8 8	0.48	16.46	7.97
Шкаф управления насосом поз 18.4	1	2	2	0.6 9	0.48	1.38	0.67
Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	1	0.37	0.37	0.1	0.62	0.04	0.02
ШР	1	7.65	7.65	1	0.14	7.65	1.09
ШР-А	1	8.33	8.33	1	0.14	8.33	1.19
ШР-Б	1	15.3 6	15.36	1	0	15.36	0

На данном объекте можно выделить 4 характерных групп электроприемников:

1. Насосы;
2. Электрообогрев;
3. Шкафы управления;
4. Установки обезвреживания;

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, средневзвешенный коэффициент использования, эффективное число ЭП, расчетные мощности и расчетный ток. Суммарные значения средней активной и реактивной мощности ЭП [28]:

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

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

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП [28]:

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

Определяется эффективное число ЭП [28]:

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

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 [28]:

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

$$\text{При } n_{\text{Э}} \leq 10 \text{ и } K_{II} \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (11)$$

$$\text{При } n_{\text{Э}} > 10 \text{ и } K_{II} < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp} . \quad (12)$$

Таблица 3 – Характерные категории ЭП

Категория	$P_{НОМ\Sigma}$, кВт	$P_{cp\Sigma}$, кВт	$Q_{cp\Sigma}$, квар	k_{II}	$tg\varphi$	$n_{\text{Э}}$	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, квар
Насосы	42,40	36,52	22,70	0,83	0,62	25,60	1,00	30,13	14,07
Электрообогрев	21,22	19,10	0,00	0,76	0,00	4,04	1,00	14,52	0,00
Шкафы управления	37,38	31,94	15,17	0,83	0,35	3,40	1,00	26,61	5,31
Установки обезвреживания	530,00	482,50	361,88	0,93	0,75	1,54	1,00	450,17	271,41
Итого								521,42	290,79

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

Таблица 4 – Результаты расчета нагрузок для объектов

Объект	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, квар	$k_{и}$	$tg\varphi$	n_{Σ}	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, квар
1ШР Питание (КИТСО)	10	10	6,2	1	0,62	1	1,00	10,00	3,84
Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1	1	0,48	1	0,48	1	1,00	1,00	0,23
Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1	1	0,48	1	0,48	1	1,00	1,00	0,23
Автомобильные весы 20 тон	0,1	0,07	0,01	0,7	0,2	1	1,00	0,05	0,00
Прожектор освещения навеса автовесов	0,16	0,16	0,05	1	0,33	1	1,00	0,16	0,02
Счетчик водомер в колодце К3-1	0,12	0,1	0,05	0,8	0,48	1	1,00	0,08	0,02
Счетчик водомер в колодце К-34	0,12	0,1	0,05	0,8	0,48	1	1,00	0,08	0,02
Телекоммуникационный шкаф автовесы	1	1	0,48	1	0,48	1	1,00	1,00	0,23
Телекоммуникационный шкаф КПП	1	1	0,48	1	0,48	1	1,00	1,00	0,23
Устройство сопряжения с объектом	1	1	0,33	1	0,33	1	1,00	1,00	0,11
Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	0,37	0,04	0,02	0,1	0,62	1	1,00	0,00	0,01
ШР	7,65	7,65	1,09	1	0,14	1	1,00	7,65	0,15
ШР-А	8,33	8,33	1,19	1	0,14	1	1,00	8,33	0,17
ШР-Б	15,36	15,36	0	1	0	1	1,00	15,36	0,00

2.3 Расчет осветительной нагрузки

Для расчета осветительной нагрузки будем пользоваться методом удельной мощности [43].

Осветительная нагрузка объекта будет определяться по следующему выражению [43]:

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

где S – площадь объекта;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м² [43]

Пример расчета для очистных сооружений:

$$P_{o.n} = S \cdot a \cdot k_{\text{и}} = 28 \cdot 10 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 0,24 \text{ кВт}$$

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

$$Q_{o.n} = 0,24 \cdot 0,33 = 0,08 \text{ квар}$$

Осветительные нагрузки сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Мощность осветительной нагрузки

Объект	$S, \text{м}^2$	$a, \text{Вт/м}^2$	$P_{o.n}, \text{кВт}$	$Q_{o.n}, \text{квар}$
Освещение стоянки для машин и механизмов	28	0,001	0,24	0,08
Щит питания наружного освещения	10623	0,003	90,3	55,96

Полная активная мощность каждого объекта будет представлять собой сумму расчетной и осветительной нагрузки [43]:

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

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

Полная расчетная мощность определяется как [43]:

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

Полный расчетный ток [43]:

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

где $U_{\text{ном}}=0,4$ кВ.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результирующие параметры нагрузок объектов

Объект	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{\Sigma p}$, кВА	$\text{tg}\varphi$	$I_{\Sigma p}$, А
1	2	3	4	5	6
Насосы	30,13	14,07	33,25	0,47	48,00
Электрообогрев	14,52	0,00	14,52	0,00	20,95
Шкафы управления	26,61	5,31	27,13	0,20	39,16
Установки обезвреживания	450,17	271,41	525,66	0,60	758,73
1ЩР Питание (КИТСО)	10,00	3,84	10,71	0,38	15,46
Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Автомобильные весы 20 тон	0,05	0,00	0,05	0,04	0,07
Прожектор освещения навеса автовесов	0,16	0,02	0,16	0,10	0,23
Счетчик водомер в колодце К3-1	0,08	0,02	0,08	0,30	0,12
Счетчик водомер в колодце К-34	0,08	0,02	0,08	0,30	0,12

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Телекоммуникационный шкаф автовесы	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Телекоммуникационный шкаф КПП	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Устройство сопряжения с объектом	1,00	0,11	1,01	0,11	1,45
Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	0,00	0,01	0,01	3,10	0,02
ШР	7,65	0,15	7,65	0,02	11,04
ШР-А	8,33	0,17	8,33	0,02	12,03
ШР-Б	15,36	0,00	15,36	0,00	22,17
Освещение стоянки для машин и механизмов	0,24	0,08	0,25	0,33	0,37
Щит питания наружного освещения	90,30	55,96	106,23	0,62	153,34
Итого	658,68	352,11	754,60		1089,18

Исходя из результатов таблицы 6 можно определить значение полной нагрузки [43]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (19)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} - суммарные активная и реактивная нагрузки всех объектов соответственно.

$$S_{\Sigma} = \sqrt{658,6^2 + 352,1^2} = 754,6 \text{ кВА}$$

В данном разделе, на основе метода коэффициента расчетной нагрузки, были определены электрические нагрузки объектов полигона твердых бытовых и промышленных отходов. 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 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

3.1 Выбор номинального напряжения

При выборе номинального напряжения высокой стороны трансформаторных подстанций рассматриваются классы напряжений 6 и 10 кВ. За многолетний опыт эксплуатации этих классов напряжений установлено, что сети 10 кВ более предпочтительны с экономической точки зрения [23], следовательно, при проектировании системы электроснабжения будем использовать напряжение высокой стороны КТП 10 кВ [23].

3.2 Выбор схемы электроснабжения

Основываясь на том, что объект электроснабжения относится к первой особой категории по надежности и вследствие его высоких электрических нагрузок, то для его питания рационально будет предусмотреть радиальную схему электроснабжения подстанций, обеспечивающую наибольшую надежность питающих объектов полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода [23].

ПС напряжением 10/0,4 кВ лучше выбирать комплектными, так как они просты в монтаже и удобны при эксплуатации.

3.3. Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ.

Задача построения электрической сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием схемы является ее экономичность по затратам на сооружение и эксплуатацию и по расходу цветного металла. Также должно уделяться внимание удобству эксплуатации, надежности схемы и ее простоте. Иногда эти требования превалируют над требованиями экономичности. Т.е. схема должна строиться таким образом, чтобы поврежденный участок сети легко обнаруживался и заменялся, чтобы при этом отключалось как можно меньшее количество потребителей. Оценка и выбор схемы могут производиться только по совокупности всех показателей, применительно к конкретным условиям

сооружаемой установки. Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4 кВ: петлевая; кольцевая; лучевая; радиальная и др[23].

Секции шин или линии в нормальном режиме работают отдельно, а в случае повреждения одной магистрали, все электроприемники переключаются на магистраль, оставшуюся в работе, как правило, автоматически или дежурным персоналом вручную. В отличие от радиальной схемы, магистрали позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых выбирается по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме, а также позволяют уменьшить число отходящих линий от ТП и т.д.[23]

Для распределительной сети 0,4 кВ выбирается лучевая схема, представленная на рисунке 2.

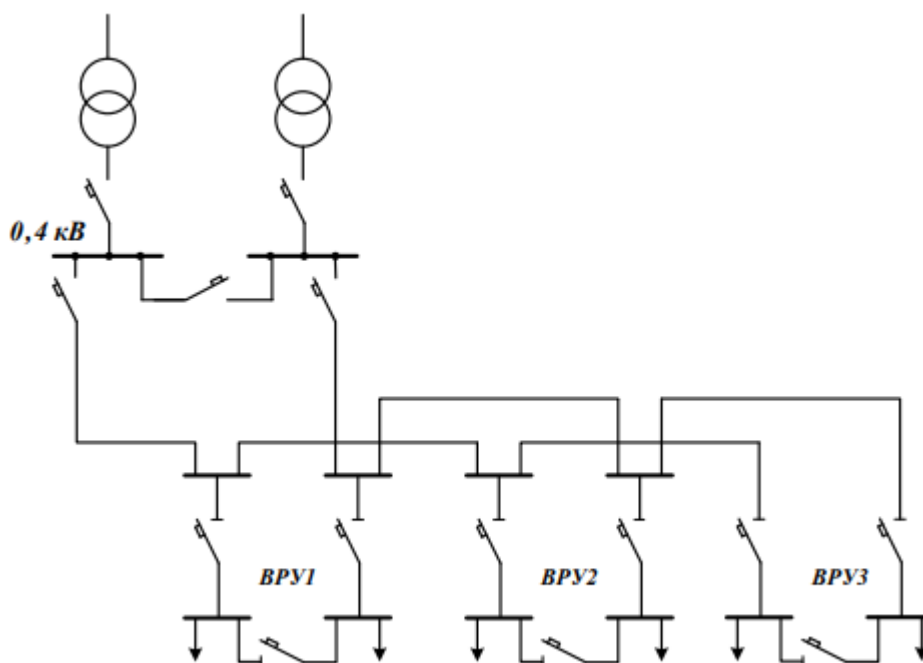


Рисунок 2 - Двухлучевая схема

Подведем итог раздела: на объекте полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода будут использоваться КТП, подключенные к питающей подстанции по радиальной схеме, посредством двух кабельных линий 10 кВ.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА КТП С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом факторов [23]:

- 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, распределим нагрузки на КТП №1 и КТП №2. Распределение нагрузок приведены в таблице 7 и таблице 8.

Таблица 7 – Электрические нагрузки КТП №1

Объект на ГП	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{КТП}$, кВА
1	2	3	4
Насосы	30,13	14,07	-
Электрообогрев	14,52	0,00	-
Шкафы управления	26,61	5,31	-
Установки обезвреживания	450,17	271,41	-
1ШР Питание (КИТСО)	10,00	3,84	-
Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1,00	0,23	-
Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1,00	0,23	-
Автомобильные весы 20 тон	0,05	0,00	-

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Прожектор освещения навеса автовесов	0,16	0,02	-
Счетчик водомер в колодце КЗ-1	0,08	0,02	-
Счетчик водомер в колодце К-34	0,08	0,02	-
Телекоммуникационный шкаф автовесы	1,00	0,23	-
Телекоммуникационный шкаф КПП	1,00	0,23	-
Устройство сопряжения с объектом	1,00	0,11	-
Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	0,00	0,01	-
Освещение стоянки для машин и механизмов	0,24	0,08	-
Щит питания наружного освещения	90,30	55,96	-
ШР	7,65	0,15	-
ШР-А	8,33	0,17	-
ШР-Б	15,36	0,00	-
Итого	658.54	352.04	754.48

Таблица 8 – Электрические нагрузки КТП №2

Объект на ГП	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{КТП}$, кВА
КНС №1	60.61	36	
КНС №2	60.61	36	
Итого	121.21	72	140.98

Расчетная мощность трансформаторов КТП определяется как [23]:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{P_p}{K_{\text{з.опт}} \cdot N_T}, \quad (20)$$

где P_p - расчетная активная мощность;

$K_{\text{з.опт}}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7) [24];

N_T - число силовых трансформаторов.

Используя данные таблиц 8 и 9 определим требуемые мощности трансформаторов.

1) Выбор трансформаторов для КТП №1

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{658}{0,7 \cdot 2} = 470 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке трансформаторы ТСЗ-630-10/0,4 кВ.

2) Выбор трансформаторов для КТП №2

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{121}{0,7 \cdot 2} = 86,4 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке трансформаторы ТСЗ-100-10/0,4 кВ

4.2 Компенсации реактивной мощности

Компенсацию реактивной мощности будем производить по методике предназначенной для промышленных предприятий, изложенной в [23].

Суммарная расчетная мощность НБК:

$$Q_{\text{НКУ}} = Q_{\text{НКУ1}} + Q_{\text{НКУ2}}, \quad (21)$$

где $Q_{\text{НКУ1}}$ и $Q_{\text{НКУ2}}$ - 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:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.опт} \cdot S_{\text{т.ном}})^2 - P_p^2} \quad (22)$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{\text{НКУ1}} = Q_{\text{P}} - Q_{\text{T}} \quad (23)$$

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:

$$Q_{\text{НКУ2}} = Q_{\text{P}} - Q_{\text{НКУ1}} - \gamma \cdot S_{\text{т.ном}} \cdot N_{\text{T}}, \quad (24)$$

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:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 658^2} = 675 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НКУ1}} = 568 - 674 = -106 \text{ квар},$$

$Q_{\text{нку1}} < 0$, принимается равное 0.

Для данного случая $K_1 = 9$, $K_2 = 24$ и $\gamma = 0,19$ [33].

$$Q_{\text{НКУ2}} = 658 - 0 - 0,19 \cdot 630 \cdot 2 = 228 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{НКУ}} = 0 + 228 = 228 \text{ квар}$$

Выбираем к установке на каждую секцию шин УKM 58-0,4-100-25 УХЛ1.

2) Для КТП №2:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 100)^2 - 121^2} = 70 \text{ квар}$$

$$Q_{HKV1} = 72 - 70 = 2 \text{ квар},$$

Компенсация реактивной мощности для КТП №2 не требуется.

4.3 Определение коэффициентов загрузки трансформаторов

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

В нормальном режиме [23]:

$$K_{з.норм} = \frac{S_p}{S_{расч.тр} \cdot N_T}, \quad (25)$$

где S_p – полная расчетная мощность трансформатора, определяется как [23]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}, \quad (26)$$

где $Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, определяется по полученным в этом разделе данным как [23]:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{HKV} \quad (27)$$

В послеаварийном режиме [23]:

$$K_{з.п/а} = \frac{S_p}{S_{расч.гр} \cdot (N_T - 1)} \quad (28)$$

1) Для КТП №1

В нормальном режиме:

$$Q_{неск} = 296 - 200 = 96 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{658^2 + 96^2} = 576 \text{ кВА}$$

$$K_{з.норм} = \frac{576}{630 \cdot 2} = 0,457$$

В послеаварийном режиме:

$$K_{з.п/а} = \frac{576}{630 \cdot (2 - 1)} = 0,91$$

2) Для КТП №2

В нормальном режиме:

$$S_p = \sqrt{121^2 + 70^2} = 140,98 \text{ кВА}$$

$$K_{з.норм} = \frac{140,9}{100 \cdot 2} = 0,7$$

В послеаварийном режиме:

$$K_{з.п/а} = \frac{140.9}{100 \cdot (2 - 1)} = 1,4$$

Подводя итог получаем, что в качестве трансформаторов на КТП-1 были выбраны ТСЗ-630-10/0,4 кВ, на КТП-2 были выбраны ТСЗ-100-10/0,4 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 58-0,4-100-25 УХЛ1 для КТП №1.

5 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 [23]:

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

$$\Delta Q = \frac{(P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2) \cdot x}{U^2}, \quad (30)$$

где $P_{р.л.}, Q_{р.л.}$ - 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-630-10/0,4, $\Delta P_k = 14$ кВт и $u_{к,\%} = 6\%$ [19].

$$r = \frac{\Delta P_k \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{14 \cdot 10^2}{10^3 \cdot 630^2} = 0,55 \text{ Ом} \quad (31)$$

$$x = \frac{u_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{6 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,63} = 3,75 \text{ Ом} \quad (32)$$

Для КТП №1:

$$\Delta P = \frac{(568^2 + 96^2) \cdot 0,55}{10^2} = 18,25 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{(568^2 + 96^2) \cdot 3,75}{10^2} = 124,4 \text{ квар}$$

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:

$$P_{\text{КТП.ВН}} = 658 + 18,25 = 676,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{КТП.ВН}} = 96 + 124,4 = 220,4 \text{ квар}$$

Для дальнейшего проектирования системы электроснабжения необходимы параметры питающей подстанции, такие как токи короткого замыкания на шинах. Полученные в данном разделе нагрузки объекта КТП №1 на стороне 10 кВ необходимы для проектирования питающей подстанции в следующем разделе.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАЦИИ, ЕЁ КЛАССОВ НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

6.1 Определение нагрузок питающей подстанции

Чтобы определить напряжение высокой стороны ПС, необходимо произвести расчет суммарной нагрузки на проектируемую подстанцию и определить расстояние до ближайших ПС, способных запитать ее.

Перед проектированием подстанции необходимо определить ее планируемые нагрузки и классы используемого напряжения. Нагрузка проектируемого объекта принимается из полученного выше расчета [раздел 5], остальные нагрузки принимаем согласно полученным на преддипломной практике данным [9].

В таблице 9 приведены все потребители, проектируемой подстанции, расстояние от них до ПС, потребляемая активная и реактивная мощность.

Таблица 9 – Характеристика потребителей электроэнергии

Наименование потребителя	Расстояние, м	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая реактивная мощность, квар
КНС №1	3300	60.61	36
КНС №2	6550	60.61	36
ТБиПО	10980	676.25	220.4
Другие КТП питаемые от ПС ООП	-	17384	5800

Полная расчетная нагрузка проектируемой подстанции определится как[9]:

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

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

$$S_{\Sigma PC} = \sqrt{18181^2 + 6092^2} = 19174 \text{ кВА}$$

Выясним, требуется ли для данной подстанции компенсация реактивной мощности.

По приказу Министерства энергетики РФ для сетей 110 кВ и выше рациональное значение коэффициента реактивной мощности задается сетевой организацией и на основе [9] принимается: $\text{tg}_{\text{рац}} \varphi = 0,4$.

Компенсация реактивной мощности не будет требоваться при условии [9]:

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

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

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} = \frac{6092}{18181} = 0,34 \quad (37)$$

Как видно из неравенства (36):

$$0,34 \leq 0,4$$

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

6.2 Определение номинальных напряжений и источников питания для ПС

Для обеспечения необходимой степени надежности подстанцию целесообразно запитать от двух ближайших, способных на это ПС. В их числе ПС 500/220/110/35/10 кВ «Амурская» или ПС 110/10 кВ «АГПЗ». 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 Стилла [27], ближайшее большее к полученному числу значение напряжения принимается за рациональное напряжение.

$$U_{ном} = 4,34 \sqrt{L + 0,016P}, \quad (38)$$

где L- длина линии, км;

P- передаваемая активная мощность.

Для линии от ПС «Амурская»:

L=30 км, по данным преддипломной практики.

$$U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{30 + 0,016 \cdot 18181} = 77,74 \text{ кВ}$$

За рациональное напряжение принимается 110 кВ.

Для линии от ПС «АГПЗ»:

L=11 км, по данным преддипломной практики.

$$U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{11 + 0,016 \cdot 18181} = 75,4 \text{ кВ}$$

За рациональное напряжение принимается 110 кВ.

Из выше полученных результатов, следует, что в качестве номинального напряжения высокой стороны ПС рационально использовать напряжение 110 кВ, а источниками питания для подстанции будут выступать ПС «Амурская» или ПС «АГПЗ». Выбираем для питания шины 110 кВ ПС АГПЗ исходя из экономической целесообразности, потому что на ПС Амурская необходимо строительство распределительного устройства 110 кВ и длина линия до объекта значительно больше.

Для БКТП промышленных потребителей, как ранее было заключено в разделе 4, между 6 кВ и 10 кВ, по экономическим соображениям отдается предпочтение классу напряжения 10 кВ [27], который и примем на проектируемой подстанции в качестве низкого напряжения.

Подводя итог раздела имеем: в качестве источников питания для выбранной нагрузки выступают шины 110 кВ ПС «АГПЗ», связь ПС с проектируемой будет осуществляться на классе напряжения 10 кВ.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС 110/10

кВ

7.1 Выбор силовых трансформаторов

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.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле [9]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (39)$$

где $P_{\Sigma}, Q_{неск}$ - суммарная активная и некомпенсированная 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].

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{18181^2 + 6092^2}}{2 \cdot 0,7} = 16.1 \text{ кВА}$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности выбираем автотрансформатор ТДН-25000/110-У(ХЛ)1.

Расшифровка марки трансформатора [10]:

ТДН-25000/110-У(ХЛ)1

Т - трехфазный;

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

Н - автотрансформатор с РПН;

25000 - номинальная мощность автотрансформатора, кВА;

110 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

У(ХЛ1) - климатическое исполнение и категория размещения.

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

Коэффициент загрузки в нормальном режиме [9]:

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

$$K_H = \frac{19554}{2 \cdot 25000} = 0,451.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме [9]:

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

$$K_H = \frac{19554}{25000} = 0,902$$

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

В данном разделе, на основании рассчитанной в разделе 7 полной мощности ПС 110/10 кВ, был произведен выбор трансформаторов ТДН-25000/110-У(ХЛ)1

8 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ БКТП И ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОГО СПОСОБА ИХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ

8.1 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Так как объекты полигона твердых бытовых и промышленных отходов относятся к первой и второй категории по надежности, то в целях обеспечения этой надежности их целесообразно запитать по радиальной схеме электроснабжения, с помощью минимум одной кабельной линии и резервного источника питания.

В результате сказанного выше, делаем вывод, что схема электроснабжения БКТП соответствует смешанной схеме. На генеральном плане объекта [лист 1] изображена схема подключения потребителей к питающим КТП [25].

8.2 Выбор эффективного способа подключения потребителей

Оценив нагрузки объектов, рассчитанные в разделе 2 и занесенные в таблицу 6, и обратив внимание на потребителей, отнесенных к первой особой категории [раздел 2.1] можно выделить 2 объекта, заслуживающие отдельного внимания:

1. Установки обезвреживания:

$$P_{\Sigma p} = 450,17 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 271,41 \text{ квар};$$

Объект первой особой категории.

2. Автоматическая система пожарной сигнализации:

$$P_{\Sigma p} = 2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 0,46 \text{ квар};$$

Объект первой особой категории.

Распределение нагрузок на отдельные ВРУ, на основании расчетов раздела 2, приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение нагрузок на ВРУ объекта УТМ

	ВРУ №1	ВРУ №2
Расчетная активная мощности, кВт	206,51	452,17
Расчетная реактивная мощности, квар	80,7	271,41
Расчетный ток, А	320	761.2

К ВРУ №2 были подключены электроприемники первой особой категории.

Подводя итог раздела, имеем следующие: схема внутреннего электроснабжения объектов БКТП выполнена по смешанной схеме. Для энергоемких объектов было предусмотрено несколько вводно-распределительных устройств.

Для объекта установки обезвреживания, как и для Автоматическая система пожарной сигнализации необходимо предусмотреть третий независимый источник питания.

9 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПЕРВОЙ ОСОБОЙ КАТЕГОРИИ

В соответствии с пунктом 1.2.19 ПУЭ для электроприемников относящихся к первой особой категории по надежности необходимо наличие третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. Этим источником будет являться дизельная электростанция (ДЭС).

Из раздела 9, следует, что на БКТП первой особой категорией являются электроприемники подключенные к специально отведенному ВРУ №2.

Для этих объектов по их расчетным нагрузкам выберем соответствующие дизельные электростанции, по методике изложенной в 44].

Требуемая мощность ДЭС определяется по формуле:

$$S_{\text{ДЭС}} = I_{\text{расч}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}, \quad (42)$$

где $I_{\text{расч}}$ - значение расчетного тока питаемого объекта, А;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение на шинах, 0,4 кВ;

Для ВРУ №2 унифицированного технологического модуля:

$$S_{\text{ДЭС}} = 761,2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{3} = 527 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке ДЭС марки Perkins АД-1000 с номинальной мощностью 1000 кВА.

Выбранная дизельная электростанция полностью удовлетворяет условиям и может быть выбрана в качестве третьего источника питания.

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

10.1. Расчет токов КЗ на шинах подстанции.

Составляется схема замещения; намечаются точки короткого замыкания: шины 110кВ ПС «АГПЗ» и проектируемой БКТП.

Исходная схема представлена на рисунке 3.

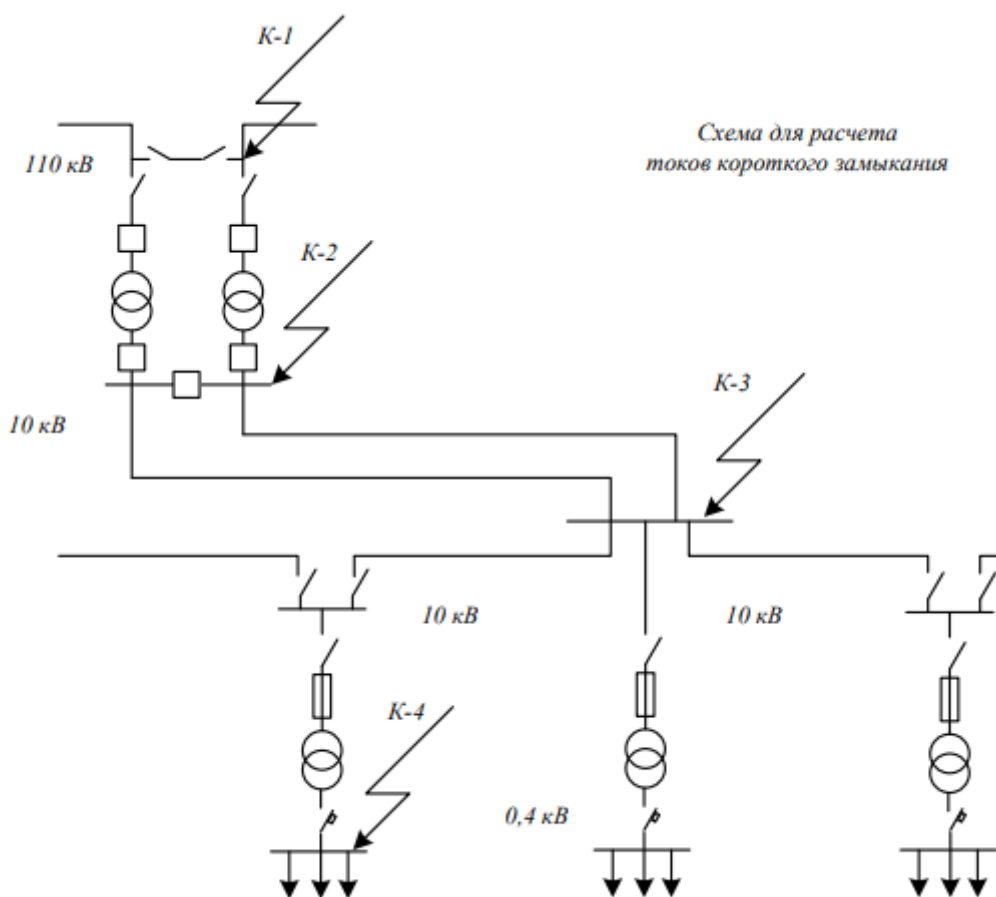


Рисунок 3 - Исходная схема

Схема замещения представлена на рисунке 4.

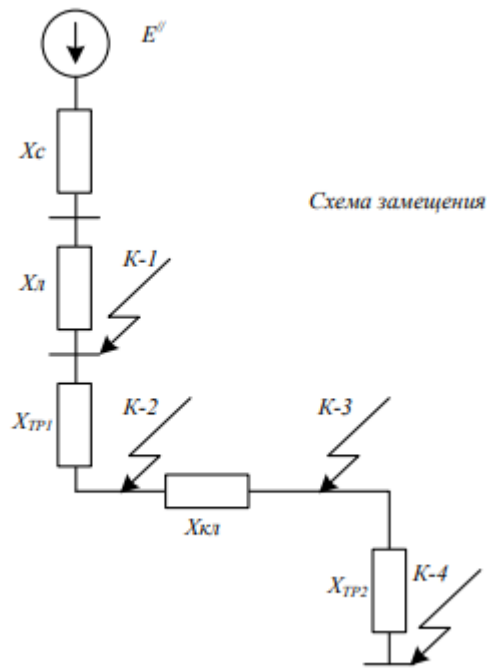


Рисунок 4 - Схема замещения

Параметры системы: $S_{K3}=100$ МВА; $U_C=110$ кВ [40].

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{K3}} \quad (43)$$

$$X_c = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом}$$

Трансформаторы: $S_T=10$ МВА; $U_H=115/10$ кВ; $u_k=10,5\%$.

Выбираются базисные значения величин напряжения U_6 и мощности S_6
 $U_6=115$ кВ, $S_6=100$ МВА.

Рассчитываются базисные ток и сопротивление[40]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (44)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} \quad (45)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

Система [40]:

$$X_{c^*} = \frac{X_c}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (46)$$

$$X_{c^*} = \frac{121}{132,5} = 0,916 \text{ о.е.}$$

Трансформатор [40]:

$$X_{m^*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (47)$$

$$X_{m^*} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Определяется результирующее сопротивление [40]:

$$X_{рез^*} = X_{c^*} \quad (48)$$

$$X_{рез*} = 0,916 = 0,916 \text{ о.е.}$$

Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1. Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания [40]:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (49)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{0,916} \cdot 0,503 = 549 \text{ А}$$

где E'' - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток [40]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (50)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,549 = 1,39 \text{ кА}$$

здесь ударный коэффициент $K_y=1.8$.

Для расчета токов к.з. за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения [40]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (51)$$

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

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} \quad (52)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2 [40]:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} + X_{m*} \quad (53)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 1,05 = 1,966 \text{ о.е.}$$

Определим значения токов к.з. для точки К2 [40]:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (54)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{1,966} \cdot 5,5 = 2,79 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (55)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,49 = 7,12 \text{ кА}$$

Здесь ударный коэффициент $K_y=1.8$.

10.2. Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП.

Сопротивление кабеля длиной $L=11$ км равно $X=0,029$ Ом, $R=0,047$ Ом.

Приведем его к базисным относительным единицам [40]:

$$X_* = \frac{X}{X_{\text{баз}}} \quad (56)$$

$$X_* = \frac{0,047}{1,1} = 0,042 \text{ о.е.}$$

$$R_* = 0,89 \text{ о.е.}$$

Когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению:

$$Z = \sqrt{X_*^2 + R_*^2} \quad (57)$$

$$Z = \sqrt{0,042^2 + 0,89^2} = 0,89 \text{ о.е.}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля [40]:

$$X_{\text{рез}*} = X_{c*} + X_{m*} + Z \quad (58)$$

$$X_{\text{рез}*} = 0,916 + 1,05 + 0,89 = 2,85 \text{ о.е.}$$

Для точки КЗ [40]:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_*''}{X_{\text{рез}*}} \cdot I_{\text{б}} \quad (59)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{2,85} \cdot 5,5 = 1,93 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \tag{60}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,93 = 3,82 \text{ кА}$$

Для проверки чувствительности релейной защиты следует рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП.

11.1 Определение максимальных рабочих токов сторонам по 110 и 10 кВ

Максимальными рабочие токи определяются как [29]:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (61)$$

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

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

Для стороны 110 кВ, по исходным данным раздела 7 имеем:

$$P_{\Sigma} = 18181 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 6092 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб.110}} = \frac{\sqrt{18181^2 + 6092^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 101 \text{ А}$$

Для стороны 10 кВ, по исходным данным раздела 7 имеем:

$$P_{\Sigma} = 18181 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 6092 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.раб.10}} = \frac{\sqrt{18181^2 + 6092^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1107 \text{ А}$$

11.2 Выбор типа распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Для КРУ 6 – 35 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты. В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в РУ. По требованию заказчика, КРУ поставляется транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей [29].

В состав КРУ могут входить: 1 шинные мосты между двумя рядами ячеек, 2 шинные вводы, 3 кабельные вводы для ввода силовых кабелей, 4 кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей, 5 блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей, 6 переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий по желанию заказчика [30].

11.3 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Выбор выключателей :

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ:

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя [30]:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (62)$$

$$B_k = 6.82^2 \cdot (3,085 + 0,03) = 1 \text{ MA}^2\text{c};$$

Выбор выключателей наружной установки ОРУ 110 кВ

Таблица 11 – Выключатель ВГТ – 110 – 40/2500У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max1} = 101 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 0,549\text{кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 1,39 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40\text{кА}$	$I_{п0} = 0,549\text{кА}$	$I_{п0} < I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 1,39 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр.скв.}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 0,549\text{кА}$	$I_{п0} < I_{вклном}$
$i_{аНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 0,17 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
$B_{кном} = 4800 \text{ KA}^2\text{c}$	$B_k = 1 \text{ KA}^2\text{c}$	$B_k < B_{кном}$

Принимаем к установке на напряжении 10кВ КРУ-СЭЩ-63-10 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-10, в таблице 12 представлены его параметры [30].

Таблица 12 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки [30]:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ} .$$

2 По току продолжительного режима [30]:

$$1600 \text{ А} \geq 1107 \text{ А} .$$

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяется при выборе встроенных в него выключателей Номинальное

допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t рассчитывается для встроенного выключателя [30].

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [30]:

$$B_{\kappa} = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (63)$$

$$B_{\kappa} = 2,79^2 \cdot (1,53 + 0,01) = 12 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$2460 \text{ кА} \geq 12 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [30]:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд.к2}, \quad (64)$$

$$81 \text{ кА} \geq 7,1 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 3.

Таблица 13 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1107 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации. В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10 [30].

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1107 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. На стороне 110 кВ выберем разъединители марки [30]:

РГ–1–1–110/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом: РГ–2–1–110/1000 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами:

Таблица 15 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{мах1} = 101 \text{ А}$	$I_{мах} < I_{ном}$
$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{у} = 1,39 \text{ кА}$	$i_{у} < i_{пр.скв}$
Главные ножи		
$B_{кном} = 31,5^2 \cdot 2 = 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{к} = 1 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$
Заземляющие ножи		
$B_{кном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{к} = 1 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{к} < B_{кном}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД – 14П УХЛ1).

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 10 кВ не производится, поскольку КРУ 10 кВ используются выкатные элементы и конструктивно разъединителя не предусмотрено.

11.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [30].

Таблица 16 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
110	60 – 75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (65)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (66)$$

где $r_{\text{приб}}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (67)$$

ОРУ 110 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_{2H} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом};$$

Таблица 17 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-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		0,7	0,7	0,7

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 101 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0.66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 1,39 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОГФ 110 удовлетворяет всем условиям. Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЦ-10-1250.

Таблица 19– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
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 20 – Данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1107 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-600.

Таблица 21 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

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

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600$ А	$I_{раб.мах} = 554$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 7,1$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 12$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-600.

Таблица 23 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
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

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 554 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

11.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

РУ 110 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ[30].

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	2	32
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	2	32
Итого					84

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН: ЗНОГ – 110.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10 [30].

Таблица 26 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				132

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 132 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

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

11.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими [30].

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по экономической плотности тока

$$j = \frac{T}{S}, \quad (67)$$

по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

по термическому действию тока КЗ

$$\theta_K \leq \theta_{K\text{доп}} \text{ или } q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (68)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_K - A_H} = \text{const}, \quad (69)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$;

A - абсциссы зависимости $Q = f(j; t; \text{материал шин})$,

Здесь Q - температура нагрева шин,

t – время протекания процесса нагрева;

по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на

электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их склестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 110 кВ

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

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания [30]

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (70)$$

установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания;

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

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

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

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах [30].

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 101 А выбираем гибкие шины марки АС - 120, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$, диаметр провода $d = 19 \text{ мм}$.

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

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [30].

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) [30]:

$$I_{\text{ДОП}} = 380 \text{ A}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 101 \text{ A}$$

$$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{ДОП}} \tag{71}$$

Проверка на термическое действие тока К.З. [30]:

$$q_{\text{min}} = 180, q = 240,$$

$$q_{\text{min}} < q \tag{72}$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \tag{73}$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (74)$$

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

r_0 - радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d / 2 \text{ см} \quad (75)$$

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению [30]

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{\text{ср}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (76)$$

где $D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз [30]:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см}; \quad (77)$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{5.7}} \right) = 27.958$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \log\left(\frac{1.26 \cdot D}{r_0}\right)} \quad (78)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{5.7 \cdot \log\left(\frac{1.26 \cdot 11.4}{5.7}\right)} = 17.019$$

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

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (79)$$

$$18.21 < 25.162$$

Условие выполняется

Для КРУ 10 кВ принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АДЗ1Т1 сечением 30х4 мм, с номинальным током $I_{ном} = 1000$ А

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп} \quad (80)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости [30]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (81)$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется;

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [30]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (82)$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [30]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (83)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины [30]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yД}^2}{a}; \quad (84)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [30]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (85)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (86)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}; \quad (87)$$

Таблица 28 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 789 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 55,45 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 12,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 4,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

11.8 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы:

На стороне 110 кВ: ЛК 70/110-И-4 СП(СС);

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям [30]:

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.

Выбор и проверка изоляторов на стороне 10 кВ.

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

Таблица 29 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{расч} = 285,8$ Н	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (88)$$

$$10 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (89)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (90)$$

$$F_{ДОП} = 3600 \text{ H};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (91)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (92)$$

$$k_h = 1,654;$$

$$F_{расч} = 285,8 \text{ H};$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

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

11.9 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (93)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (94)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (95)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ}$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как [30]:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z_B} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (96)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

U_{ocm} – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (97)$$

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:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (98)$$

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 энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (99)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 30 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбор ОПН для РУ 10 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [30]:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (100)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН [30]:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (101)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 6,64 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется [30]:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{П} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (102)$$

где C – емкость кабельной линии;

$K_{П}$ – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{Н.Д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линии определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (103)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10,

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 энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 31 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

11.10 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [30].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 41.

Таблица 32 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев 2 КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (104)$$

$$S_{pac} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 159 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 160/10/0,4.

11.11 Выбор аккумуляторной батареи

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. Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства. В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея. Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам. 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 [30].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (105)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{242}{14,4} = 17.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{15,1} = 17.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{11,8} = 21.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{106}$$

$$n_{доб} = 21 - 17 = 4.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{107}$$

где $I_{ав}$ - 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. $N = 23$
Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (108)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}. \quad (109)$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (110)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24.2.$$

$$U_{\text{IB}} \geq 2.2 \cdot n_0 \text{ В.} \quad (111)$$

$$U_{\text{IB}} \geq 2.2 \cdot 108 = 236$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{II}} \text{ А,} \quad (112)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{\text{IB}} = 2.75 \cdot n, \quad (113)$$

$$U_{\text{IB}} = 2.75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

12 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЕЙ 10 кВ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БКТП

12.1 Выбор марки и сечения кабелей на стороне 10 кВ

Сечения жил кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в послеаварийном режиме и проверяться по термической устойчивости токам КЗ, по потере напряжения и по механической прочности.

Ток послеаварийного режима - это значение тока, при котором вся мощность питаемых электроприемников протекает по одной, оставшейся в работе, линии.

Определение максимального тока послеаварийного режима, протекающего в линии [30]:

$$I_{\text{П/А}} = \frac{\sqrt{P_{\text{КТП.ВН}}^2 + Q_{\text{КТП.ВН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (N_{\text{Ц}} - 1)}, \quad (114)$$

где $P_{\text{КТП.ВН}}$ и $Q_{\text{КТП.ВН}}$ – определенные в разделе 6 значения активной и реактивно мощности протекающей в сети 10 кВ.

$N_{\text{Ц}}$ – количество цепей в линии равное 2 [раздел 4].

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, 10 кВ.

Для КТП №1:

$$I_{\text{П/А}} = \frac{\sqrt{797,47^2 + 292,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,04 \text{ А}$$

Длительно допустимый ток кабеля связан с током послеаварийного режима следующим неравенством [30]:

$$I_{П/А} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{доп} , \quad (115)$$

где k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26) [37];

k_2 – поправочный коэффициент, учитывающий удельное сопротивление почвы (ПУЭ таб.1.3.23) [37];

k_3 – поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{доп}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13)[37].

Выберем кабель марки 3 СИП-3 1x120 с сечением 120 мм² и длительно допустимым током $I_{доп}=340$ А [30].

Выбранный кабель марки СИП-3 имеет следующие конструктивные особенности:

1. Не распространяет горение.
2. Алюминиевая токопроводящая жила.
3. Изоляцией из сшитого полиэтилена.
4. С комбинированным экраном по изоляции из слоя электропроводящего сшитого полиэтилена и повивов медных проволок и медной ленты.
5. В наружной оболочке из ПВХ композиции пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением.

Проверим кабель по неравенству для обоих КТП.

Для КТП №1:

$$49,04 \text{ А} \leq 0,84 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 340 \text{ А}$$

$$49,04 \text{ А} \leq 248,47 \text{ А}$$

Условие выполняется.

12.2 Проверка по термической устойчивости токам КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [37].

$$S_{\min} = \frac{I_{\text{кз}}^3 \cdot \sqrt{t_{\text{в.о}}}}{C}, \quad (116)$$

где $I_{\text{кз}}$ – значение трехфазного тока КЗ на шинах питающей ПС, принимается 2790 А, согласно разделу 10;

C – коэффициент взятый для алюминиевых кабелей, $95 \frac{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ [35].

$t_{\text{в.о}}$ – время отключения линии, определяется как:

$$t_{\text{в.о}} = t_{\text{в}} + t_{\text{о}} + t_{\text{рз}}, \quad (117)$$

$t_{\text{о}}$ – время отключения выключателя, принимается равное 0,025 с;

$t_{\text{в}}$ – выдержка времени, принимается 0, так как выключатель линии находится первым в ступени селективности [37];

$t_{\text{рз}}$ – время действия цифровой релейной защиты, принимается равное 0,05 с [26].

$$t_{\text{в.о}} = 0,025 + 0 + 0,05 = 0,075 \text{ с}$$

$$S_{\min} = \frac{2790 \cdot \sqrt{0,075}}{95} = 5,08 \text{ мм}^2$$

$$120 \text{ мм}^2 \geq 5,08 \text{ мм}^2$$

Делаем вывод, что кабель проходит проверку по термической стойкости.

12.3 Проверка по потери напряжения

Потеря напряжения в кабеле определяется как:

$$\Delta U = \frac{(P_{\text{КТП.ВН}} \cdot r_0 + Q_{\text{КТП.ВН}} \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{ном}}}, \quad (118)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (119)$$

где $P_{\text{КТП.ВН}}$ и $Q_{\text{КТП.ВН}}$ - определенные в разделе 6 значения активной и реактивно мощности протекающей в сети 10 кВ;

r_0 и x_0 - удельные активное и реактивное сопротивление выбранного кабеля кабеля, принимается 0,641 Ом и 0,184 Ом соответственно [30];

l - длина КЛ, км;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение равное 10 кВ

Для КТП №1:

Для нормального режима:

$$\Delta U = \frac{(797,47 \cdot 0,641 + 292,4 \cdot 0,184) \cdot 11}{10} = 421,47 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{421,47}{10000} \cdot 100\% = 4,21\%$$

Потери напряжения не превышают требуемых ПУЭ значений, следовательно кабель удовлетворяет проверке по потери напряжения.

13.1 Молниезащита ПС ООП

Нормируется два вида зон:

- Зона А – для $U \leq 500$ кВ и с надежностью не менее 0,995;
- Зона Б – для $U > 500$ кВ и с надежностью не менее 0,95.

Для подстанции БКПС 110 кВ выбираем зону А.

Здания закрытых распределительных устройств необходимо защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в год более 20.

Район проектирования подстанции находится в зоне действия грозových часов 35 часов в год, следовательно, необходима установка молниеотводов [41].

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3:

$$L_{M14} = 22 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода [41]:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h; \tag{120}$$

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли [41]:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \quad (121)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $2h < L_{\text{ин}} < 4h$: [41]

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м}; \quad (122)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты [41]:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h); \quad (123)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.93 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right); \quad (124)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 11}{26.9}\right) = 23.1 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (125)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25.5}\right) = 17.7 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4:

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты [41]:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (126)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 27.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right); \quad (127)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{27.1 - 11}{27.1}\right) = 23.28 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (128)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25.5}\right) = 17.7 \text{ м};$$

Расчет на уровне второго защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3:

$$L_{M14} = 22 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 17.5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода [41]:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h; \tag{129}$$

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли [41]:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h; \tag{130}$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $2h < L_{ли} < 4h$ [41]:

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м}; \quad (131)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты [41]:

$$h_{CX} = h_{ЭФ} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h); \quad (132)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.9 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right); \quad (133)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 7.5}{26.9}\right) = 28.2 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{ЭФ}}\right); \quad (134)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5}\right) = 22 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4:

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты [41]:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (135)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 26.9 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right); \quad (136)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{20.8 - 7.5}{20.8} \right) = 25 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта [41]:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (137)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5} \right) = 22 \text{ м};$$

13.2 Разработка заземления и определение стационарного и импульсного сопротивления

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления R , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления $R_{и}$, Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [20]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_{з} \leq 0,5$ Ом [41].

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (a_{г} + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_{г} + 1,5), \quad (138)$$

$$S < (35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (15 + 1,5) = 684 \text{ м}^2$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [41]:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}}, \quad (139)$$

Где $I_{кз}^2$ - ток короткого замыкания, А;

$t_{сз}$ - время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{2790^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 102,7 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (140)$$

$D_{ПР}$ - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (141)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

a_K, b_K, c_K, α_K , - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2, \quad (142)$$

$D_{ПР}$ - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2$$

$$F_{M,II} = \pi \cdot R^2$$

где R – радиус горизонтальных прутков, примем 8 мм

$$F_{M,II} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M,П} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \quad (143)$$

$$201 \geq 14,09 + 102,7 \text{ мм}^2$$

$$201 \geq 116,8 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{Г} = (a_{Г} + 3) \frac{b_{Г} + 3}{k} + (b_{Г} + 3) \frac{a_{Г} + 3}{k} \quad (144)$$

$$L_{Г} = (35 + 3) \frac{15 + 3}{6} + (15 + 3) \frac{35 + 3}{6} = 228 \text{ м}$$

где k – расстояние между полосами сетки, принимаем 6м.

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1) \quad (145)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{Г}}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (146)$$

$$m_1 = \frac{228}{2\sqrt{684}} - 1 = 3,36$$

Принимаем 4 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели [41]:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{684} \cdot (4+1) = 261,5$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c} \quad (147)$$

Где c – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{684}}{5} = 20,9$$

Принимаем $n_B = 21$ электрод.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$p_{эkv} = \frac{h_3}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}} \quad (148)$$

Где $h_3 = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ м - глубина заложения заземлителя.

$p_1 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 8$ м - соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём) [37];

$p_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_2 = 9$ м соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси) [37].

$$p_{эkv} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ПС} = p_{экв} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{Г} + n_{B} + l_{B}} \right) \quad (149)$$

где А – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , по [41] равен 0,33.

$$R_{ПС} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{684}} + \frac{1}{261 + 40 + 5} \right) = 0,235 \text{ Ом}$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{экв} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (150)$$

где I_M - ток молнии, равный 65 кА.

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{684}}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,066$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{II} = R_{ПС} \cdot \alpha_{II} \quad (151)$$

$$R_{II} = 0,235 \cdot 1,066 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [37].

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

14.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток на электрических станциях и подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы станции (подстанции) оперативный ток используется так же для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей – генераторов оперативной связи и особо ответственных механизмов СН, например, аварийных масляных насосов систем регулирования, смазки, уплотнений турбогенераторов и синхронных компенсаторов, которые обеспечивают сохранения оборудования в работоспособном состоянии.

От источника оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточна для действия, вторичных устройств и самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Требования повышенной надежности приводят к необходимости резервирования источников тока и распределительных сетей. Наиболее надежными источниками питания оперативных цепей является аккумуляторные батареи. Постоянный оперативный ток от аккумуляторных батарей широко применяется на электрических станциях разных типов и крупных подстанциях 330 кВ и выше. Недостаток применение постоянного оперативного тока – большая стоимость как самих аккумуляторных батарей, так и сети, которая при централизованном распределении получается очень сложной и сильно разветвленной. Аккумуляторные батареи требуют специально оборудованного помещения, эксплуатация их достаточно сложна [42].

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей. При этом также уменьшается разветвленность оперативных цепей. В настоящее время

электропромышленностью выпускаются серийно релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей для работы непосредственно на переменном оперативном токе и от выпрямительных устройств в установках напряжением 3 – 10, 35 и 110 кВ. Разработаны схемы защиты элементов станций и подстанций с питанием оперативных цепей выпрямленным током и специальные выпрямительные устройства. В качестве источников переменного оперативного тока используются трансформаторы СН, трансформаторы тока, питающие цепи релейной защиты, трансформаторы напряжения, предварительно заряженные конденсаторы. Выпрямленный оперативный ток позволяет применять аппараты оперативных цепей и схемы, аналогичные применяемым в установках постоянного оперативного тока. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используется ТСН, трансформатор тока и напряжения совместно с выпрямительными блоками питания и предварительно заряженными конденсаторами [42].

14.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени, [42].

Для линии ТП 4,3,2,1 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита линий

Находится ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.мах} , \quad (152)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

$I_{р.мах.}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 554 = 641 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле [42]:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (153)$$

где $k_{сх.}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.} = 600$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (154)$$

$$k_T = \frac{500}{5} = 120 \text{ А,}$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{120} \cdot 641 = 5,34 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты [42]:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (155)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2420}{534} = 4,53 \geq 1,5$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [42]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t, \quad (156)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.мах}}^{(3)}, \quad (157)$$

где $k_{\text{н}} = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;
 $I_{\text{к.мах}}^{(3)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{\text{с.з.}} = 1,1 \cdot 2,79 = 3,07 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 2, \quad (158)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,420}{3,07} = 0,78 \leq 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{сх} \frac{I_{c.з.}}{n_T}. \quad (159)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{3,07}{120} = 25 \text{ A}.$$

Выдержка времени ТО: $t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с}$.

14.3 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении [42]:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (160)$$

$$U_{c.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В}.$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна [42]:

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (161)$$

$$t_{ABP} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с}.$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении, [42].

15 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И ВЫБОР ДГР

Существует приближенная формула с приемлемой погрешностью 10% в оценочных расчётах для нахождения величины ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (162)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 11 \cdot 6}{10} = 8,91 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора нецелесообразна, в случае, когда ток менее 20 А по [37] в сети 10 кВ.

16 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Диспетчерско-технологическое управление ПС БКПС 110/10 кВ выполнено в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» (№ 13861 ТМ – т. 1, М., ЭСП, 1991).

Оборудование 10 кВ ПС БКПС и ТП будет находиться в оперативном управлении диспетчера предприятия «ОГК-2».

Телемеханизация подстанции выполнена на основе информационно-управляющего телемеханического комплекса (ИУТК) «Гранит-микро» в виде набора функциональных модулей (ФМ). Так как суммарное число модулей, включая два обязательных (МИП и КАМ2) превышает 8, устройство должно выполняться на двух кожухах КП-микро. Весь объем телеинформации передается на автоматизированный оперативно-информационный комплекс (АОИК) РДП ЦЭС по проектируемым и существующим каналам связи.

Каналы телемеханики и передачи данных предусматривают вывод информации на Амурского РДУ по каналу Ethernet в протоколе «МЭК 870- 5-104» и вывод информации на РДП ЦЭС по каналу тональной частоты с модемами в надтональном спектре частот в протоколе «Гранит».

В рамках комплекта 020.22.08-1-СС для ПС предусматривается создание централизованной системы гарантированного электропитания (СГЭ) переменного тока (220В, 50 Гц) и 48В постоянного тока для систем связи, телемеханики и АИИС КУЭ.

СГЭ для систем связи, телемеханики и АИИС КУЭ выполнено от двух секций шин щита собственных нужд через АВР с резервированием от проектируемого источника бесперебойного питания ИБП Eaton Powerware 9125 5000ВА.

При отсутствии внешнего электроснабжения время работы оборудования связи, телемеханики и АИИС КУЭ от ИБП не менее 4-х часов.

Размещение аппаратуры телемеханики в помещении связи предусматривается в двух проектируемых телекоммуникационных шкафах габаритом 42U 800x2000x1800 мм (Rittal).

Перечень информации, передаваемый с ПС Амур на ДП станции «ОГК-2» приведен в таблице 34.

Таблица 34– Перечень передаваемой информации

Наименование присоединения	Объём телеизмерений	Объём телесигнализации	Примечание
Линии 10 кВ, СВ 10 кВ 1Т, 2Т	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	ТС-ТУ выключателей	Передача информации на ДП «ОГК-2»
		АПС в расширенном объеме	Передача информации на ДП «ОГК-2»

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 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 строительном–монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

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 [2].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную.

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 [2].

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных 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 [2].

Территория подстанции «БКПС» ограждена 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 соответствие 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 [36].

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.

17.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия электромагнитного поля:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [37].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ” и ПУЭ, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоборник [37].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслоборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Для подстанции 110/10 кВ «БКПС» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТДН – 25000/110/10 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 35.

Таблица 35 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН – 25000/110/10 У1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
11,5	5,515	3,79	5,08

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 [37].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (163)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (164)$$

где А и Б-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 5,515 + 2 \cdot 1,5 = 8,515 \text{ м}$$

$$B' = 3,79 + 2 \cdot 1,5 = 6,79 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (165)$$

$$S_{МП} = 8,515 \cdot 6,79 = 57,81 \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O},$$

(166)

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – 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.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}},$$

(167)

где $V_{ТМ}$ -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}},$$

(168)

где $\rho_{ТМ}$ - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{кг}{м^3}$.

$$V_{ТМ} = \frac{11500}{890} = 12,92 м^3$$

$$h_{TM} = \frac{12,92}{57,81} = 0,22 \text{ м}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (169)$$

где $I=0,2$ л/с · м² – секундный расход воды, $t=30$ мин=1800с;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (170)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,08 \cdot (5,515 + 3,79) = 94,54 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (57,81 + 94,54) = 43,88 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{43,88}{57,81} = 0,76 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,22 + 0,76 = 1,28 \text{ м}$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя

подвергать механическому воздействию. К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

17.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств

пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м².

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м³ песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения 10/0,4 кВ полигона твердых бытовых и промышленных отходов Амурского газоперерабатывающего завода.

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 комплектные трансформаторные подстанции блочного типа серии «ЭКТА» с установленными на них, по требованию высокой пожаробезопасности, сухими трансформаторами марки ТСЗ.

При проектировании подстанции были определены классы номинальных напряжений 110/10 кВ, выбраны источники питания, которыми является подстанция «ООП». На всех класса напряжений выбраны обеспечивающие необходимую надежность и экономическую целесообразность схемы электрических соединений. В качестве распределительных устройств на сторонах 110 выбрано открытое распределительное устройство на стороне 10 кВ выбраны КРУ марки «Самара электроцит». На шинах ПС были рассчитаны токи короткого замыкания и проведены выборы и проверки оборудования. На подстанции применены трансформаторы ТДН-25000/110/10 У1. Так же был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПС, были выбраны ОПН.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.

2 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.

3 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.

4 Бударгин О. «Умная сеть — платформа развития инновационной экономики». — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=e81f6ef4-fd62-494c-818d-6fa75cd7154c> (дата обращения 21.03.2023).

5 Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И.А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.

6 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

7 Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом//Академия энергетики, 2011, № 1(39). С. 70-75

8 Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике//Академия энергетики, 2011, № 2(40). С. 50-57.

9 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL:

<http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2023).

10 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294836/4294836274.pdf> (дата обращения 21.01.2023).

11 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

12 ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 21.02.2023).

13 ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820743.pdf> (дата обращения 02.04.2023).

14 ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.05.2023).

15 ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

16 Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.01.2023).

17 Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб.пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.

- 18 Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. – 2012. – № 5. – С. 68-73.
- 19 Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. - "ЭнергоРынок", 2010, № 6.
- 20 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 21 Информационная книга инженера электрика: справочное издание /сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.
- 22 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 23 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
- 24 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 25 Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб.пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.- (ЭБС Лань)
- 26 Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
- 27 Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. -Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
- 28 Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 368 с.
- 29 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное

пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

30 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2021). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

31 Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.qelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 26.02.2023).

32 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. -480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .

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

34 Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

35 Получение знаний об измерительных трансформаторах тока [Электронный ресурс]. URL: <http://5fan.ru/wievjob.php?id=12754> (дата обращения 21.04.2023).

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

37 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2013).

38 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". [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534> (дата обращения 15.05.2023).

39 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.

40 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, 2011.

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

42 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 15.05.2023).

43 Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).

44 Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.

45 Сухие силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tor-trans.ru/drytrans.html> (дата обращения 22.11.2013).

46 Сухие трансформаторы с литой изоляцией // Zucchini [Электронный ресурс]. URL: www.legrand.ru/ru/ru/liblocal/.../DC079_Zucchini_page198-232.p . (дата обращения 22.11.2022).

47 Титенков С. Режимы заземления нейтрали в сетях 0,4 кВ. Плюсы и минусы различных вариантов // Новости электротехники 4 (82) 2013 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/13.php> (дата обращения 02.12.2013).

48 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

49 Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. - Долгопрудный : Интеллект, 2011. - 168 с.

50 Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

51 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А

№	Наименование ЭП	Кол, ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _ц	tgφ	Средняя мощность ЭП	
							P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар
1	ИЩР Питание (КИТСО)	1	10	10	1	0,62	10	6,2
2	Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1	1	1	1	0,48	1	0,48
3	Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1	1	1	1	0,48	1	0,48
4	Автомобильные весы 20 тон	1	0,1	0,1	0,7	0,2	0,07	0,01
5	Ленточный обогрев резервуара для жидких отходов	1	0,9	0,9	0,9	0	0,81	0
6	Ленточный электрообогрев резервной мощности	1	1,5	1,5	1,5	0	1,35	0
7	Ленточный электрообогрев трубопровода резервной емкости	1	0,41	0,41	0,41	0	0,37	0
8	Ленточный электрообогрев трубопровода резервуара	1	0,41	0,41	0,41	0	0,37	0
9	Металлические откатные ворота с электроприводом	1	0,55	0,55	0,1	0,62	0,06	0,03
10	Насосная станция КНС поз,11,1	1	4,9	4,9	0,82	0,62	4,02	2,49
11	Насосная станция КНС поз,11,2	1	6,3	6,3	0,88	0,62	5,54	3,44
12	Насосная станция КНС поз,11,3	1	1,9	1,9	0,8	0,62	1,52	0,94
13	Насосная станция КНС поз,11,4	1	25	25	0,88	0,62	22	13,63
14	Насосная станция КНС поз,18,4	1	1,3	1,3	0,69	0,62	0,9	0,56
15	Насосная станция КНС поз,18,5	1	3	3	0,88	0,62	2,54	1,64
16	Освещение стоянки для машин и механизмов	1	0,24	0,24	1	0,33	0,24	0,08
17	Подогрев противопожарного резервуара поз 9,1	1	6	6	0,9	0	5,4	0
18	Подогрев противопожарного резервуара поз 9,2	1	6	6	0,9	0	5,4	0
19	Подогрев противопожарного резервуара поз 9,3	1	6	6	0,9	0	5,4	0
20	Прожектор освещения навеса автовесов	1	0,16	0,16	1	0,33	0,16	0,05
21	Система радиационного мониторинга	1	0,03	0,03	1	0,14	0,03	0
22	Счетчик водомер в колодце К3-1	1	0,12	0,12	0,8	0,48	0,1	0,05
23	Счетчик водомер в колодце К-34	1	0,12	0,12	0,8	0,48	0,1	0,05
24	Телекоммуникационный шкаф автовесы	1	1	1	1	0,48	1	0,48
25	Телекоммуникационный шкаф КПП	1	1	1	1	0,48	1	0,48
26	Установка термического обезвреживается жидких отходов ИН-50	1	420	420	0,9	0,75	378	283,5
27	Установка термического обезвреживается отходов ИН-50 поз 14,1	1	55	55	0,95	0,75	52,25	39,19
28	Установка термического обезвреживается отходов ИН-50 поз 14,2	1	55	55	0,95	0,75	52,25	39,19
29	Устройство сопряжения с объектом	1	1	1	1	0,33	1	0,33
30	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 1,1	1	0,3	0,3	0,82	0,33	0,25	0,08

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

31	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11,2	1	0,3	0,3	0,88	0,33	0,26	0,09
32	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11,3	1	0,3	0,3	0,8	0,33	0,24	0,08
33	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 11,4	1	0,3	0,3	0,88	0,33	0,26	0,09
34	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 18,4	1	0,3	0,3	0,69	0,33	0,21	0,07
35	Шкаф NSGate NSBox КНС поз 18,5	1	0,3	0,3	0,88	0,33	0,26	0,09
36	Шкаф NSGate NSBox колодец КЗ-1	1	0,3	0,3	0,8	0,33	0,24	0,08
37	Шкаф сушильный	1	0,1	0,1	0,8	0	0,08	0
38	Шкаф управления насосом поз 18,5	1	2,5	2,5	0,88	0,48	2,2	1,07
39	Шкаф управления насосом поз 11,1	1	3,85	3,85	0,82	0,48	3,16	1,53
40	Шкаф управления насосом поз 11,2	1	5,4	5,4	0,88	0,48	4,75	2,3
41	Шкаф управления насосом поз 11,3	1	2,7	2,7	0,8	0,48	2,16	1,05
42	Шкаф управления насосом поз 11,4	1	18,7	18,7	0,88	0,48	16,46	7,97
43	Шкаф управления насосом поз 18,4	1	2	2	0,69	0,48	1,38	0,67
44	Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	1	0,37	0,37	0,1	0,62	0,04	0,02
45	Щит питания наружного освещения	1	90,3	90,3	1	0,62	90,3	55,96
46	ЩР	1	7,65	7,65	1	0,14	7,65	1,09
47	ЩР-А	1	8,33	8,33	1	0,14	8,33	1,19
48	ЩР-Б	1	15,36	15,36	1	0	15,36	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Объект	$P_{\Sigma p}$, кВт	$Q_{\Sigma p}$, квар	$S_{\Sigma p}$, кВА	$\text{tg}\varphi$	$I_{\Sigma p}$, А
Насосы	30,13	14,07	33,25	0,47	48,00
Электрообогрев	14,52	0,00	14,52	0,00	20,95
Шкафы управления	26,61	5,31	27,13	0,20	39,16
Установки обезвреживания	450,17	271,41	525,66	0,60	758,73
ИШР Питание (КИТСО)	10,00	3,84	10,71	0,38	15,46
Автоматическая система пожарной сигнализации Автовесовая	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Автоматическая система пожарной сигнализации КПП	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Автомобильные весы 20 тон	0,05	0,00	0,05	0,04	0,07
Прожектор освещения навеса автовесов	0,16	0,02	0,16	0,10	0,23
Счетчик водомер в колодце КЗ-1	0,08	0,02	0,08	0,30	0,12
Счетчик водомер в колодце К-34	0,08	0,02	0,08	0,30	0,12
Телекоммуникационный шкаф автовесы	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Телекоммуникационный шкаф КПП	1,00	0,23	1,03	0,23	1,48
Устройство сопряжения с объектом	1,00	0,11	1,01	0,11	1,45
Шлагбаум ФАНТОМ АРКТИК	0,00	0,01	0,01	3,10	0,02
ИШР	7,65	0,15	7,65	0,02	11,04
ИШР-А	8,33	0,17	8,33	0,02	12,03
ИШР-Б	15,36	0,00	15,36	0,00	22,17
Освещение стоянки для машин и механизмов	0,24	0,08	0,25	0,33	0,37
Щит питания наружного освещения	90,30	55,96	106,23	0,62	153,34
Итого	658,68	352,11	754,60		1089,18

