

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения станции водоподготовки
Амурского газохимического комплекса

Исполнитель

студент группы 142-об3

подпись, дата

И.А. Голуб

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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
«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Голуб Ильи Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения станции водоподготовки Амурского газохимического комплекса

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика технологического процесса производства станции водоподготовки, однолинейные схема БКТП, электрические нагрузки и напряжения по станции водоподготовки.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрического оборудования, проектирование подстанции и защит, расчет заземления и молниезащиты, экономический расчет.

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. – консультант по части Безопасность и экологичность.

7. Дата выдачи задания: 19.04.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2025 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 154 с., 20 рисунков, 25 таблиц, 120 формул, 35 использованных источников, 9 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СТАНЦИЯ ВОДОПОДГОТОВКИ, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ, ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПАДЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) разработана система электроснабжения станции водоподготовки с водозабором речной воды и коммуникациями ООО «Амурский ГХК» на основе применения отечественного оборудования в рамках импортозамещения и ухода с рынка иностранных поставщиков, которые были в проекте электроснабжения. В процессе проектирования были решены такие задачи как: выбор схемы электроснабжения, расчет электрических нагрузок, выбор трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, на основе современных методик произведен выбор проводникового материала, выбор и проверка низковольтного оборудования, расчет заземления, анализ надежности проектируемого объекта, экономический расчет на реализацию представленного проекта.

Представленная работа продемонстрирует потенциальный проект подстанции, обеспечивающей электроэнергией станцию водоподготовки и водозабора.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – Автоматический ввод резерва;
АГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод;
АГХК – Амурский газохимический комплекс;
АСДНР – Аварийно-спасательные и другие неотложные работы;
АСПЗ – Автоматизированная система противопожарной защиты;
АСУ – Автоматизированная система управления;
АТ – Автотрансформатор;
БАВР – Быстродействующий автоматический ввод резерва;
ВЗУ – Водозаборное устройство;
ВКР – Выпускная квалификационная работа;
ВРЩ – Вводно-распределительный щит;
ВРУ – Вводное распределительное устройство;
ГРЩ – Главный распределительный щит;
ГСО – Газоспасательный отряд;
ДЗЛ – Дуговая защита линии;
E-SCADA – Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением;
ЕДДС – Единая дежурно-диспетчерская служба;
ЗДЗ – Защита от дугового замыкания;
ЗРУ – Закрытое распределительное устройство;
ИБП – Источник бесперебойного питания;
ИЭС – Изолирующие электрозащитные средства;
КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КЛ – Кабельная линия электропередачи;
КРУ – Комплектное распределительное устройство;
КЗ – Короткое замыкание;
КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;
ЛСУ – Локальная система управления;

МП РЗА – Микропроцессорная релейная защита;
МТП – Мачтовая трансформаторная подстанция;
НКУ – Низковольтное компенсирующее устройство;
ОРН – Однофазный регулятор напряжения;
ОЗЗ – Однофазное замыкание на землю;
ПАРН – Пункт автоматического регулирования напряжения;
ПБВ – Переключение без возбуждения;
ПКЭ – Показатели качества электроэнергии;
ПЛА – План ликвидации аварийных ситуаций;
ПС – Подстанция;
ПЭСФЗ – Панель электропитания системы противопожарной защиты;
РЗА – Релейная защита и автоматика;
РМК – Реклоузер марки Р-СИРИУС-МК;
РУ – Распределительное устройство;
СУГ – Сжиженный углеводородный газ;
СЭС – Система электроснабжения;
ТЗНП – Токовая защита нулевой последовательности;
ТО – Токовая отсечка;
ТП – Трансформаторная подстанция;
ТТ – Трансформатор тока;
ТН – Трансформатор напряжения;
УРОВ – Устройство резервирования отказа выключателя;
ЭП – Электроприемник;
ЭУ – Электроустановка;
ЩСН – Щит собственных нужд.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика ООО «Амурский ГХК»	11
1.1 Краткое описание ООО «Амурский ГХК»	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика центров питания	13
1.4 Технологический процесс площадки ООО «Амурский ГХК»	13
1.5 Характеристика электроприёмников ВЗУ	14
2 Расчет электрических нагрузок	16
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	16
2.2 Описание системы рабочего и аварийного освещения	23
2.3 Расчет высоковольтной нагрузки.	27
2.5 Выбор компенсирующих устройств.	31
2.6 Выбор кабеля 10кВ питающего БКТП	33
2.7 Проектирование пункта автоматического регулирования напряжения	38
2.8 Выбор сечения для линий низкого напряжения.	45
3 Выбор схемы и конструкции распределительного устройства	48
4 Расчет токов короткого замыкания	50
4.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	50
4.2 Расчет токов КЗ в сетях низкого напряжения 0,4 и 0,69 кВ	52
5 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	60
5.1 Проверка кабеля 10 кВ	60
5.2 Проверка кабеля 0,4 кВ.	61
5.3 Проверка кабеля 0,69 кВ	62

6 Выбор и проверка электрических аппаратов	63
6.2 Выбор комплектных распределительных устройств	66
6.3 Выбор и проверка трансформатора тока	68
6.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения	72
6.5 Описание устройства ESM	73
6.6 Выбор и проверка выключателей нагрузки и автоматических выключателей	74
6.7 Выбор независимого источника питания.	75
6.8 Выбор частотно-регулируемого привода ЧРП	77
7 Перечень мероприятий по заземлению, занулению и молниезащите	79
8 Релейная защита и автоматика	93
8.1 Общие требования	93
8.2 Принципы расчёта уставок защит	96
8.2.1 Максимальная токовая защита	96
8.2.2 Токовая отсечка	98
8.2.3 Логическая защита шин	99
8.2.4 Защита от дуговых замыканий	100
8.2.5 Устройство резервирования отказа выключателя	101
8.2.6 Быстродействующий автоматический ввод резерва	102
8.3 Расчет уставок защит	102
9 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	106
10 Экономический расчёт	109
10.1 Расчет капитальный вложений	109
10.2 Расчет амортизационных отчислений	112
10.3 Расчет эксплуатационных затрат	113

11 Безопасность и экологичность	119
11.1 Безопасность	119
11.2 Расчет системы искусственного освещения	123
11.3 Экологичность	133
11.4 Чрезвычайные ситуации	134
Заключение	141
Библиографический список	142
Приложение А	146
Приложение Б	147
Приложение В	148
Приложение Г	149
Приложение Д	150
Приложение Е	151
Приложение Ж	152
Приложение З	153
Приложение И	154

ВВЕДЕНИЕ

Объектом проектирования является комплекс зданий и сооружений для забора речной воды производительностью 3 940 м³/час (94560 м³/сут) и перекачки ее на основную площадку АГХК (далее водозаборное устройство или ВЗУ). Минимальная часовая производительность составляет 800 м³/час.

Водозаборные сооружения, предназначены для обеспечения производственных нужд в воде Амурского ГХК. Водозабор по степени обеспеченности подачи воды относится к I категории в соответствии с требованиями СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84*».

Целью работы является рассмотрение одного из вариантов проектирования системы электроснабжения ВЗУ, используя отечественное электрическое оборудование в рамках импортозамещения и ухода с рынка иностранных поставщиков.

Актуальность: Электроснабжение станции водозабора речной воды для газохимического комплекса является критически важным элементом обеспечения бесперебойной работы всего производства. Водозаборные сооружения требуют высокой надежности энергоснабжения, поскольку от их работы зависит подача технической воды для технологических процессов, охлаждения оборудования и других нужд предприятия. В условиях текущих экономических и политических изменений, а также в связи с уходом иностранных поставщиков с российского рынка, особенно важным становится проектирование системы электроснабжения на основе отечественных компонентов. Это позволит снизить зависимость от внешних факторов, гарантировать стабильность работы предприятия и обеспечить долгосрочную эксплуатацию оборудования в условиях меняющихся поставок и санкционных ограничений.

Практическая значимость работы заключается в создании надежной и устойчивой системы электроснабжения для ключевого объекта, что повысит

общую безопасность и эффективность работы газохимического комплекса. Применение отечественных решений позволит не только обеспечить бесперебойное функционирование сооружений подготовки, но и поддержать развитие внутреннего производства и внедрение инновационных технологий. Ожидаемый результат включает в себя не только повышение энергетической независимости предприятия, но и снижение рисков, связанных с внешними поставками, а также снижение стоимости обслуживания и запасных частей в долгосрочной перспективе.

Задачами данной ВКР являются следующие аспекты: проектирование системы электроснабжения, расчет электрических нагрузок, выбор схемы и конструкции распределительных устройств, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка кабеля, электрического оборудования, расчет заземления и грозоупорности, расчет релейных защит и автоматики, проверка надежности подстанции, экономический расчет и анализ факторов безопасности и экологичности. После выполнения всех этих задач подстанция участка должна обеспечить бесперебойную работу в течении нормативного срока в 25 лет.

Технические решения, принятые в работе, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, промышленной безопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, MathCad, Microsoft Office Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ООО «АМУРСКИЙ ГХК»

1.1 Краткое описание ООО «Амурский ГХК»

Амурский газохимический комплекс (Амурский ГХК) — строящееся предприятие в 15 км от города Свободный в Амурской области России, совместный проект СИБУРа и China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec). Производственная мощность комплекса составит 2,7 млн тонн готовой продукции в год. Строительство начато в августе 2020 года. Плановый срок ввода в эксплуатацию — 2027 год. Завод будет производить полиэтилен и полипропилен различных товарных марок из этана, пропана и бутана, которые будут поступать с соседнего Амурского газоперерабатывающего завода. Предполагается, что строящееся предприятие станет самым мощным по производительности в России и одним из самых больших в мире предприятий по производству базовых полимеров. Поставки сырья для Амурского ГХК — этана и сжиженных углеводородных газов — будут осуществляться с Амурского газоперерабатывающего завода (Газпром). Совокупный объем поставок этановой фракции и СУГ составит до 3,5 млн тонн в год.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Свободненский район, расположенный в Амурской области России, составляет 7234,393 кв.км. Район расположен на юго-западе Амурско-Зейской равнины и находится в северо-западной части Амурской области. Граничит на севере с Шимановским районом, на востоке по реке Зeya - с Мазановским и Серышевским районами и с юга - с Благовещенским районом. Климат характеризуется континентальным климатом с ярко выраженными сезонными изменениями. Зима в этом районе холодная и продолжительная, начинаясь в ноябре и заканчиваясь в марте. Температуры могут опускаться до -30°C и ниже, а снегопады, хотя и умеренные, создают устойчивый снежный покров. Весна короткая и прохладная, начинается в апреле и сопровождается резкими изменениями температуры, частыми ветрами и иногда заморозками в начале сезона. Лето теплое и порой жаркое, продолжается с июня по август. Средние

дневные температуры могут достигать +25°C и выше, а летние осадки обычно обильные и часто принимают форму ливней и гроз. Осень, как и весна, короткая и прохладная, начинается в сентябре и характеризуется постепенным снижением температуры.

Годовое количество осадков в районе составляет около 500-600 мм, причем наибольшее количество осадков выпадает в летний период. Климат Свободненского района отличается резкими колебаниями температуры между сезонами и возможными весенними и осенними заморозками, что оказывает значительное влияние на сельское хозяйство и другие виды деятельности в этом регионе. Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	IV
Район по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативное ветровое давление, Па	650(32м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	I
Относительная влажность воздуха, %	64-76

С учетом климатических условий района расположения станции водозабора было принято решение выбирать электрическое оборудование с климатическим исполнением УХЛ-3, предназначенного для работы в умеренном и холодном климате. Категория 3 предназначена для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

На территории Свободненского района преобладает равнинный рельеф.

На территории муниципального образования Свободненский район ведется строительство объектов «Магистральный газопровод «Сила Сибири», Амурский газоперерабатывающий завод, «Амурский газохимический комплекс». Общая площадь земельных участков, находящихся в муниципальной собственности и в государственной не разграниченной, предоставленных под

строительство объекта «Амурский газоперерабатывающий завод» на территории Свободненского района составляет 1067,28 га, под строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» отведены земельные участки общей площадью 333,93 га., 250,33 га предоставлено под строительство Амурского газохимического комплекса (ГХК) «СИБУРа».

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения потребителей ООО «Амурский ГХК» является подстанция (ПС) 500 кВ «АГХК» установленной электрической мощностью 1000 МВА, ПС «АГХК» подключена к магистральным линиям электропередач 500 кВ Единой национальной электрической сети России. В состав комплекса объектов, обеспечивающих энергомощности Амурского газохимического комплекса, также входят две главные понизительные подстанции (ГПП-1 и ГПП-2 – 110 кВ). Они станут источником электроснабжения для АГХК.

1.4 Технологический процесс площадки ООО «Амурский ГХК»

Предприятие ООО «Амурский ГХК» будет производить полиэтилен и полипропилен различных товарных марок из этана, пропана и бутана, которые будут поступать с соседнего Амурского газоперерабатывающего завода. Предполагается, что строящееся предприятие станет самым мощным по производительности в России и одним из самых больших в мире предприятий по производству базовых полимеров. Схема взаимосвязи проектов «Амурский ГПЗ» и «Амурский ГХК» представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема взаимосвязи проектов «Амурский ГПЗ» и «Амурский ГХК»

1.5 Характеристика электроприёмников ВЗУ

Основными электроприемниками объекта являются:

- электродвигатели погружных насосов станции 1-го подъема;
- электродвигатели сухих насосов станции 2-го подъема;
- электродвигатели дренажных насосов, затворы;
- низковольтное электрооборудование технологических систем здания;
- низковольтное электрооборудование вентиляционных систем здания;
- системы оперативного постоянного тока КРУ-10 кВ;
- системы гарантированного питания КИПиА, передачи данных
- внутреннее электроосвещение (рабочее, аварийное (эвакуационное и дежурное));
- наружное освещение;
- электрообогрев труб, кровли и водостоков здания;
- электроотопление зданий;
- оборудование систем управления;
- сварочные посты.

Основным источником электроснабжения объекта является БКТП, расположенная на территории размещения водозабора.

Для питания систем управления, приборов КИП, систем пожарной сигнализации, автоматического пожаротушения и системы контроля состояния (CMS) и оборудования E-SCADA, относящихся к электроприемникам особой группы I категории, используются промышленные источники бесперебойного питания (ИБП). Принята сдвоенная конфигурация статического ИБП с двойным вводом от разных источников (трансформаторов Т3 и Т4), двойным электронным байпасом и двумя комплектами аккумуляторных батарей. Последние являются третьим независимым источником электропитания для электроприемников I особой категории в случае аварийного отключения обоих вводов электроснабжения. Категории электроприёмников по надежности электроснабжения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Категории электроприёмников.

Потребитель	Категория
Оборудование ЛСУ, ESCADA, КИПиА и АСПЗ	Особая группа I
Электродвигатели насосов, задвижек, электрооборудование систем вентиляции, кондиционирования и электрообогрева здания, аварийное (эвакуационное и дежурное) освещение, электроприемники технических систем противопожарной защиты.	I
Рабочее освещение, электрооборудование систем вентиляции и электроотопления здания	II
Наружное освещение, водонагреватели, сварочные посты, электрокалориферы, наружное и ремонтное освещения	III

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Корректное определение ожидаемой электрической нагрузки на стадии проектирования является важнейшим условием для результативного решения задач электроснабжения современного промышленного комплекса. Завышенные значения влекут за собой ненужные затраты и нерациональное применение дорогостоящего электротехнического оснащения и кабелей. И, наоборот, занижение предполагаемых нагрузок вызывает неполноценное использование производственного оборудования и падение производственных показателей.

Определение электрических нагрузок критически важно для точного подбора и контроля кабелей и трансформаторов, учитывая их пропускную способность и экономическую эффективность. Это также необходимо для анализа потерь энергии и колебаний напряжения, фликеров, выбора защитных аппаратов и устройств, компенсирующих реактивную мощность.

На территории станции водозабора расположена одна БКТП, запитанная от главной понизительной подстанции (ГПП), расположенной на территории АГХК.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для проектирования системы электроснабжения (СЭС) промышленного объекта требуется определить электрические нагрузки в основных узлах присоединения электроприемников. При этом необходим отдельный анализ сетей напряжением до и выше 1 кВ.

Номинальная активная мощность электроприемника, указанная в технической документации или на заводской табличке, определяет его рабочие параметры.

Для электроприемников, функционирующих в длительном режиме, номинальная мощность совпадает с паспортной. В случае повторно-кратковременного режима работы (ПКР) используют понятие эквивалентной длительной номинальной мощности.

Определение потребляемой мощности низковольтных электроприборов

осуществляется с использованием коэффициента использования. Его значение выбирается из таблиц, разработанных для конкретных типов потребителей энергии и условий их эксплуатации в производственном цеху.

Для электроприёмников, функционирующих в повторно-кратковременном режиме, указывается мощность, приведённая к эквивалентной длительной номинальной.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{насп} \cdot \sqrt{ПВ}; \quad (1)$$

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:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i}; \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

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

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\begin{cases} P_{cp} = P_{ном} \cdot k_u; \\ Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg}(\varphi); \end{cases} \quad (4,5)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\begin{cases} \sum P_{cp} = \sum_{I=1}^m P_{ном} \cdot k_u ; \\ \sum Q_{cp} = \sum_{I=1}^m P_{cp} \cdot tg(\varphi); \end{cases} \quad (6,7)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \sum P_{cp} / \sum P_{ном} ; \quad (8)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = 2 \times \sum P_{ном} / P_{ном.мах} ; \quad (9)$$

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

По заданной установленной мощности P_i и по коэффициентам использования K_u и мощности $\cos\varphi_i$ для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок.

Активную расчётную мощность определим по формуле:

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

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot K_p \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{cp}); \quad (11)$$

где P_i – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

K_p – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg}\varphi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Полную мощность найдем по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (12)$$

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{(\sqrt{3}U_n)}; \quad (13)$$

В качестве примера рассчитаем нагрузку центробежного насосного агрегата в насосной станции первого подъема, напряжение 0,69 кВ.

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p = 792 \cdot 0,75 = 594 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_{cp} \cdot K_p \cdot \operatorname{tg}\varphi_{cp1} = 792 \cdot 0,75 \cdot 0,54 = 320,76 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{594^2 + 320,76^2} = 675,07 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{675,07}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 564,86 \text{ А}$$

Для остальных групп электроприемников ВЗУ расчёт нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты расчёта сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта нагрузок основных потребителей.

Наименование объектов или потребителей электроэнергии	Напряжение, кВ	Кол-во Эл. приемни ков		Установленная мощность, кВт		Коэффициент загрузки	Коэффициент мощности	Расчетная мощность			Ток, А
		Рабочих	Резервных	Общая	Без учета резерва			Актив- ная, кВт	Реакти- -вная, квар	Полн -ая, кВА	
Щит 0,69 кВ (Насосная станция первого подъема)											
Центробежный насосный агрегат (6шт)	0,69	4	2	792,0	528,00	1	0,88	594,0	320,76	675,0 7	564,86
Погружной насосный агрегат (3шт)	0,69	3	-	66,00	66,00	1	0,87	24,75	14,36	28,61	23,94
Итого:	0,69	-	-	858,0	-	-	0,88	618,8	324,52	698,7	584,64
Щит 0,4 кВ (Насосная станция первого подъема)											
Проточный водонагреватель	0,23	1	0	3,50	3,50	-	1,00	3,50	0,00	3,50	15,22
Кран подвесной электрический г/п 3т	0,4	1	0	9,10	9,10	-	0,85	9,10	5,64	10,71	15,45
Щит питания вентиляции	0,4	-	-	124,5	-	-	0,96	107,8	31,45	112,3	162,14
Щит питания вентиляции комплектный	0,4	-	-	52,65	-	-	0,99	28,45	4,05	28,74	41,48
Щиток питания вентиляции комплектный	0,4	-	-	171,0	-	-	1,00	85,90	0,00	85,90	123,99
Панель питания электрооборудова- ния систем противопожарной защиты	0,4	-	-	11,4	-	-	0,88	9,00	4,79	10,20	14,72
Шкаф питания E-SCADA Ввод 3 (вспомогательное питание)	0,23	-	-	0,80	-	-	0,90	0,50	0,24	0,56	2,42
ИБП питания АСУ (1 час)	0,4	-	-	16,40	-	-	0,99	16,40	8,85	18,64	26,90
Шкаф питания АСУ Ввод 3 (вспомогательное питание)	0,23	-	-	3,3	-	-	0,9	3,30	1,67	3,67	15,94
Шкаф питания потребителей СБТ	0,4	-	-	19,23	-	-	0,83	15,10	10,15	18,19	26,26
Шкаф питания задвижек	0,4	-	-	26,39	-	-	0,83	26,39	17,74	31,81	45,91
Щит рабочего освещения	0,4	-	-	13,80	-	-	0,95	13,80	4,54	14,53	20,97

Продолжение таблицы 3

Наименование объектов или потребителей электроэнергии	Напряжение, кВ	Кол-во Эл. приемников		Установленная мощность, кВт		Коэффициент загрузки	Коэффициент мощности	Расчетная мощность			Ток, А
		Рабочих	Резервных	Общая	Без учета резерва			Активная, кВт	Реактивная, квар	Полная, кВА	
Щит аварийного резервного освещения	0,4	-	-	1,06	-	-	0,95	1,90	0,62	2,00	2,89
Шкаф электрообогрева кровли	0,4	-	-	21,40	-	-	1	21,40	0,00	21,40	30,89
Шкаф электрообогрева трубопроводов	0,4	-	-	1,80	-	-	1	1,80	0,00	1,80	2,60
Щит наружного освещения	0,4	-	-	1,92	-	-	0,95	1,92	0,63	2,02	2,92
Ящик управления периметральным освещением	0,4	-	-	2,70	-	-	0,95	2,70	0,89	2,84	4,10
Итого:	0,4	-	-	662,10	-	-	0,97	343,81	88,20	354,94	512,32
Щит 2 0,69 кВ (Насосная станция второго подъема)											
Центробежный насосный агрегат (6шт)	0,69	4	2	2400,00	1600,00	-	0,86	1600,0	919,00	1845,2	1543,9
Итого:	0,69	-	-	2400,00	-	-	0,86	1600,0	919,00	1845,2	1543,9
Щит 0,4 кВ (Насосная станция второго подъема)											
Перемешивающее устройство	0,4	2	0	8,00	8,00	-	0,85	7,2	4,46	9,41	13,58
Проточный водонагреватель	0,23	1	0	3,50	3,50	-	1	3,50	0,00	3,50	15,22
Кран мостовой подвесной электрический г/п 5т	0,4	1	0	20,00	20,00	-	0,80	20,00	15,00	25,00	36,08
Щиток питания вентиляции	0,4	-	-	154,4	-	-	0,97	105,4	25,17	108,58	156,72
Щиток питания вентиляции	0,4	-	-	344,6	-	-	0,85	171,1	102,58	199,58	290,9
Панель питания электрооборудования систем противопожарной защиты	0,23	-	-	5,3	-	-	0,9	9,00	4,79	10,20	14,72
ИБП (1 час)	0,23	-	-	20,30	-	-	0,9	18,27	10,81	21,33	87,7
Шкаф питания E-SCADA, Ввод 3 (вспомогательное питание)	0,23	-	-	0,8	-	-	0,9	0,80	0,39	0,89	3,86
Шкаф питания АСУ Ввод 3	0,23	-	-	3,9	-	-	0,9	0,90	0,44	1,00	4,35
Шкаф питания потребителей	0,4	-	-	15,32	-	-	0,88	12,00	6,39	13,60	19,63

Продолжение таблицы 3

Наименование объектов или потребителей электроэнергии	Напряжение, кВ	Кол-во Эл. приемников		Установленная мощность, кВт		Коэффициент загрузки	Коэффициент мощности	Расчетная мощность			Ток, А
		Рабочих	Резервных	Общая	Без учета резерва			Активная, кВт	Реактивная, квар	Полная, кВА	
Шкаф питания задвижек	0,4	-	-	54,00	-	-	0,72	27,00	26,19	37,62	54,30
Щит рабочего освещения	0,4	-	-	10,08	-	-	0,90	10,08	4,88	11,20	16,17
Щит аварийного резервного освещения	0,4	-	-	2,4	-	-	0,90	2,40	1,16	2,67	6,67
Шкаф электрообогрева кровли	0,4	-	-	38,60	-	-	1,00	38,60	0,00	38,60	55,71
Шкаф электрообогрева трубопроводов	0,4	-	-	8,10	-	-	1,00	8,10	0,00	8,10	11,69
Шкаф электрообогрева резервуаров	0,4	-	-	48,00	-	-	1,00	48,00	0,00	48,00	69,28
Итого:	0,4	-	-	785,6	-	-	0,88	474,5	209,94	518,9	748,97
РУ – 0,69 кВ (БКТП)											
Щит 0,69 кВ (Насосная станция первого подъема)	0,69	-	-	858,00	-	-	0,98	618,8	124,52	631,16	517,73
Щит 0,69 кВ (Насосная станция второго подъема)	0,69	-	-	2400,00	-	-	0,99	1600	219,00	1614,92	1351,3
Потери в трансформаторе 2500 кВА 10/0,69 кВ	-	-	-	-	-	-	-	22,90	174,00	176,00	-
Итого с учетом потерь в трансформаторе	0,69	-	-	3258	-	-	0,97	2273	560,00	2341,0	1880,0
РУ – 0,4 кВ (БКТП)											
Щит 0,4 кВ (Насосная станция первого подъема)	0,4	-	-	662,1	-	-	0,99	343,8	13,2	344,06	496,61
Щит 0,4 кВ (Насосная станция второго подъема)	0,4	-	-	785,6	-	-	0,99	474,5	59,94	478,3	690,37
ЩСН БКТП	0,4	-	-	56,47	-	-	0,95	54,7	18	57,6	80,8
Потери в трансформаторе 1000 кВА 10/0,4 кВ	-	-	-	-	-	-	-	5,51	40,9	41,3	-
Итого с учетом потерь в трансформаторе	0,4	-	-	1504,17	-	-	0,98	901,0	194,00	921,00	1275,0
КРУ 10 кВ (БКТП)											
Итого на стороне 10 кВ	10	-	-	4762,17	-	-	0,97	3174	754,00	3263,0	189,00

2.2 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Предусматривается освещение зданий и сооружений, входящих в объем проектирования. Для всех помещений принята система общего равномерного освещения, включающая в себя:

- внутреннее рабочее освещение;
- аварийное освещение (резервное и эвакуационное);
- ремонтное освещение.

В работе предусмотрено наружное освещение.

Уровни напряжения:

- напряжение сети рабочего и аварийного освещения $\sim 400/230$ В;
- у ламп ~ 230 В;
- ремонтное освещение ~ 12 В.

Источники света выбраны с учетом обеспечения нормируемых освещенностей в соответствии с требованиями норм искусственного освещения СП 52.13330.2016.

В качестве источников света приняты светодиодные светильники. Управление освещением в помещениях осуществляется местными выключателями, установленными у входов в помещения.

Щиты рабочего и аварийного освещения запитываются с разных секций ВРЩ.

Рабочее освещение предусматривается во всех сооружениях и помещениях.

Аварийное освещение предусмотрено согласно СП 439.1325800.2018.

Аварийное освещение в соответствии с СП 52.13330.2016 разделяется на эвакуационное и резервное.

Резервное освещение предусматривается в местах, где по условиям технологического процесса требуется продолжение работы при нарушении питания рабочего освещения, а также связанное с этим нарушение обслуживания оборудования может вызвать гибель и травмирование людей, взрыв, пожар и т.п., а также нарушение работы объектов, в которых недопустимо прекращение работ

в машзалах станций 1-го и 2-го подъема, в электропомещениях, аппаратных, в помещениях ИБП и ЧРП, в помещениях присутствия персонала.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения специально нанесенной буквой «А» красного цвета.

Аварийное освещение для эвакуации постоянного действия выполнено в коридорах и проходах по маршруту эвакуации, в местах изменения (перепада) уровня пола или покрытия, в зоне каждого изменения направления маршрута, при пересечении коридоров и проходов, на лестничных маршах, перед каждым эвакуационным выходом, в местах размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения о чрезвычайной ситуации, в местах размещения первичных средств пожаротушения, в местах размещения плана эвакуации.

В качестве светильников эвакуационного освещения постоянного действия приняты светодиодные светильники. Для путей эвакуации шириной до 2 м определена горизонтальная расчетная освещенность на полу вдоль центральной линии прохода не менее 1лк. Равномерность освещенности при этом соответствует определенной в СП 52.13330.2016 не менее 1:40.

В соответствии с СП 439.1325800.2018 эвакуационные знаки безопасности устанавливаются:

- над каждым эвакуационным выходом;
- на путях эвакуации, однозначно указывая направления эвакуации;
- для обозначения поста медицинской помощи;
- для обозначения мест размещения первичных средств пожаротушения;
- для обозначения мест размещения средств экстренной связи и других средств, предназначенных для оповещения в чрезвычайной ситуации.

В качестве световых указателей (знаков безопасности) приняты светодиодные светильники с соответствующими пиктограммами по месту установки. Питание световых указателей в нормальном режиме производится от сети аварийного освещения.

Питание эвакуационных светильников и световых указателей в

нормальном режиме осуществляется от панелей электропитания системы противопожарной защиты (ПЭСПЗ) не зависимой от источника питания рабочего освещения, в аварийном режиме - от третьего независимого источника (встроенная в светильник аккумуляторная батарея). Продолжительность работы светильников и световых указателей в аварийном режиме 1 ч.

Над входами в здания установлены светильники, подключенные к сети аварийного освещения.

Освещенность в помещениях принята в соответствии с разрядом зрительных работ и указана в таблице 4. Требуемая минимальная мощность осветительных приборов указан в таблице 5.

Таблица 4 – Требуемые уровни освещенности

Наименование помещения	Освещ., Лк/ раб. Плоскость
Тамбур, коридор, вент.камера, лестничная клетка	200 Г-0,0
Санитарный узел, кабельный полуэтаж	150 Г-0,0
Аппаратная, комната персонала, щитовая	300 Г-1,5
Машинный зал, помещения ЧРП, ИБП	200 Г-0,8

Таблица 5 - Мощность осветительных приборов

Наименование помещения	Требуемая мощ-ть осветит. приборов (Вт/рабочую плоскость)
Тамбур, коридор, венткамера, лестничная клетка	2,86 Г- 0,0
Санитарный узел, кабельный полуэтаж	2,14 Г- 0,0
Аппаратная, комната персонала, щитовая	4,29 Г- 1,5
Машинный зал, помещения ЧРП, ИБП	2,86 Г-0,8

Г - Условная рабочая поверхность, м.

Выполнение сети ремонтного освещения предусматривается в виде розеточной сети низкого напряжения 12 В. Используются ящики с понижающими безопасными разделительными трансформаторами, установленными в шкафах со степенью защиты IP54.

Ремонтное освещение в зданиях насосных станций предусматривается в машинных залах станций, в электропомещениях, венткамерах.

При высоте подвеса светильников до 5 м обслуживание выполняется с приставных лестниц и стремянок. В пролетах машинного зала над мостовыми кранами устанавливаются светильники для освещения рабочих площадей. Обслуживание этих светильников может производиться с настила моста.

Управление освещением в объеме функционала E-SCADA включает в себя информационный обмен с системами управления внутренним освещением БКТП.

Выполняется разделение освещения по функциональному назначению. Предусматривается возможность обслуживания светильников, без возможного нарушения правил охраны труда и промышленной безопасности без остановки технологического процесса.

Проектом предусмотрено наружное освещение территории.

Освещение выполняется на всех участках территории где могут производиться работы, либо происходит движение людей и транспорта.

Уровень освещенности автодорог принят 10 лк, согласно таблице 7.6 СП 52.13330.2016 при интенсивности движения в обоих направлениях менее 10 единиц в час. Для наружного освещения территории предусмотрены светодиодные светильники.

Освещение выполнено светильниками, установленными на отдельно стоящих опорах, с подземным подводом кабелей питания. Сеть наружного освещения выполнена кабелем с медными жилами, который прокладывается в специальной защитной гофрированной двустенной ПНД/ПВД трубе в траншее.

Питание наружного освещения выполнено через блоки управления, предусматривающие возможность дистанционного и автоматического

управления освещением в зависимости от времени суток и по зонам обслуживания.

Система управления наружным освещением должна предоставлять возможности для управления наружным освещением в автоматическом и ручном режимах:

- автоматический (осветительный прибор включается по показаниям часов реального времени);
- ручной (осветительный прибор включается оперативным персоналом из центральной операторной, расположенной на площадке общего заводского хозяйства Амурского газохимического комплекса (ГХК)).

Автоматический режим может быть реализован от двух источников:

- часы реального времени (включение/выключение по астрономическому времени).

Ручной режим может быть инициирован:

- местной командой со шкафа управления;
- командой телеуправления из центральной операторной, расположенной на площадке общего заводского хозяйства Амурского газохимического комплекса (ГХК).

2.3 Расчет высоковольтной нагрузки.

Так как потребители высокого напряжения отсутствуют, то расчёт высоковольтной нагрузки не требуется.

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учетом компенсации реактивной мощности

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна быть достаточной, чтобы обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Помимо этого, необходимо обеспечить возможность электроснабжения критически важных потребителей (I и II категорий) даже при выходе из строя одного из трансформаторов на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях и их последующее отключение происходит редко, эта вероятность должна

учитываться, особенно если подстанция обеспечивает энергией потребителей I и II категорий, для которых перерывы в электроснабжении недопустимы. Следовательно, для подстанций, питающих таких потребителей, рекомендуется установка не менее двух трансформаторов. В случае аварийной ситуации с одним трансформатором, второй должен гарантировать полное энергоснабжение этих потребителей. Этого можно достичь, установив на подстанции два трансформатора, где номинальная мощность каждого из них составляет 60-70% от пиковой нагрузки подстанции.

При определении мощности работающего в послеаварийном режиме трансформатора, следует учитывать его перегрузочную способность. В Игнорирование этого фактора может неоправданно увеличить требуемую мощность трансформаторов и, следовательно, общую стоимость подстанции. В условиях послеаварийного режима допускается кратковременное увеличение нагрузки на трансформатор до 140% от номинальной в пиковые часы (не дольше 6 часов в день и не более 5 дней подряд), при этом коэффициент заполнения графика суточной нагрузки не должен превышать 0.75 (отношение среднего значения тока нагрузки за сутки к максимальному значению). Такая перегрузка допустима при наличии в энергосистеме мобильного резерва трансформаторного оборудования. Важно учитывать, что при выходе из строя одного из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории, что обычно реализуется, если питание таких потребителей осуществляется по отдельным линиям.

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности происходит гораздо быстрее, чем на активную. При этом передача реактивной мощности на большие расстояния от источников генерации до точек потребления негативно сказывается на эффективности и экономичности электроэнергетических систем. Это приводит к необходимости использования проводов и кабелей большего сечения, а также трансформаторов с повышенной мощностью, что, в свою очередь, сопровождается потерями как активной, так и реактивной энергии.

На промышленном предприятии снижение потребляемой реактивной мощности может быть реализовано естественным путём, к примеру, улучшением режима работы приёмников, использованием двигателей с улучшенными характеристиками, исключением их работы при неполной нагрузке, а также посредством внедрения специализированных компенсирующих аппаратов. Одним из наиболее распространенных способов искусственной компенсации является использование конденсаторных батарей, подключаемых параллельно к электросети. К их достоинствам относятся несложная конструкция, доступная цена, широкая распространенность материалов и низкие собственные потери активной мощности. В качестве минусов можно отметить отсутствие возможности плавной регулировки реактивной мощности, риск возгорания и присутствие остаточного электрического заряда.

Расчетная мощность трансформатора ТП определяется как, кВА [8]:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{расч\sum}^2 + Q_{расч\sum}^2}}{N_m \cdot k_{оптз}}; \quad (14)$$

где $P_{расч\sum}^2$ – суммарная активная мощность;

$Q_{расч\sum}^2$ – суммарная реактивная мощность;

$k_{оптз}$ – оптимальный коэффициент загрузки сухих трансформаторов (при преобладании 1-ой категории равен 0,7);

N_t – число силовых трансформаторов

Проверяем трансформаторы на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов[8].

$$k_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{N_m \cdot S_{мп}}; \quad (15)$$

Проверяем трансформатор на загрузки в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора[8].

$$k_{3.n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{(N_m - 1) \cdot S_{mp}}; \quad (16)$$

При этом должно выполняться условие: для сухих трансформаторов в послеаварийном режиме предельное значение коэффициента допустимой перегрузки принимается равным 1,2. Коэффициент загрузки трансформаторов в таком режиме не должен превышать этот коэффициент.

$$k_{3.n/a} \leq 1,2. \quad (17)$$

Выбираем мощность трансформаторов и производим проверку трансформаторов в БКТП, питающих насосы первого и второго подъема:

$$S_{транс} = \frac{\sqrt{2273^2 + 560^2}}{2 \cdot 0,7} = 1672,12 \text{ кВА};$$

$$k_{3.норм} = \frac{\sqrt{2273^2 + 560^2}}{2 \cdot 2500} = 0,47;$$

$$k_{3.п/а} = \frac{\sqrt{2273^2 + 560^2}}{2500} = 0,94;$$

$$0,94 \leq 1,2.$$

К установке принимаем силовые сухие трехфазные трансформаторы с геофолиевой литой изоляцией, оснащенный функцией переключения

ответвлений без возбуждения (ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$) (серия ТСГЛ-2500/10/0,69 УХЛ 3).

Выбираем мощность трансформаторов и производим проверку трансформаторов в БКТП, питающих потребителей напряжением 0,4 и 0,23.

$$S_{\text{транс}} = \frac{\sqrt{901^2 + 194^2}}{2 \cdot 0,7} = 658,32 \text{ кВА};$$

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{\sqrt{901^2 + 194^2}}{2 \cdot 1000} = 0,46;$$

$$k_{\text{з.п/а}} = \frac{\sqrt{901^2 + 194^2}}{1000} = 0,92.$$

К установке принимаем силовые сухие трехфазные трансформаторы с литой изоляцией, оснащенный функцией переключения ответвлений без возбуждения (ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$) (серия ТСГЛ-1000/10/0,4 УХЛ 3).

2.5 Выбор компенсирующих устройств.

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

$$Q_{m \max} = \sqrt{(N_T \cdot K_{\text{опт.з}} \cdot S_{m.\text{ном}})^2 - P_p^2}; \quad (18)$$

$$Q_{T \max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 2500)^2 - 2218,75^2} = 2706,87 \text{ квар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{\text{НКУI}} = Q_p - Q_m; \quad (19)$$

$$Q_{HKY1} = 1243,52 - 2706,87 = -1463,35 \text{ квар.}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь электроэнергии в СЭС станции водозабора.

$$Q_{HKY2} = Q_p - Q_{HKY1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T; \quad (20)$$

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 – Расчётный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

Для данного случая $K_1 = 15$, $K_2 = 2$ и поэтому $\gamma = 0,65$.

$$Q_{HKY2} = 1243,52 - (-1463,35) - 0,65 \cdot 2500 \cdot 2 = -543,13 = 0 \text{ квар.}$$

Определим суммарную мощность низковольтного компенсирующего устройства (НКУ), квар:

$$Q_{HKY\Sigma} = Q_{HKY1} + Q_{HKY2}; \quad (21)$$

$$Q_{HKY\Sigma} = -1463,35 + 0 = -1463,35 = 0 \text{ квар}$$

Установка компенсирующих устройств не требуется.

Произведем расчёт для трансформаторов следующей мощности:

$$Q_{T \max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 818,34^2} = 1135,9 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{HKY1}} = 298,14 - 1135,9 = -837,76 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{HKY2}} = 298,14 - (-837,76) - 0,65 \cdot 1000 \cdot 2 = -164,1 = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{HKY}\Sigma} = -837,76 + 0 = -837,76 = 0$$

2.6 Выбор кабеля 10кВ питающего БКТП

Выбор необходимой площади сечения проводника осуществляется по расчетному максимальному току, который в данном случае равен послеаварийному току. Полученное значение используется для дальнейшей проверки на соответствие допустимым потерям напряжения. Далее, опираясь на справочную информацию, подбирается ближайшее большее стандартное значение площади сечения, которое удовлетворяет расчетному максимальному току. Этот выбор обязательно учитывает специфику окружающей среды и метод прокладки кабелей или проводов, обеспечивая надежность и безопасность эксплуатации.

Расчетный ток определяется по формуле, А:

$$I_p = \frac{S_{p.l}}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}}; \quad (22)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей в линии.

Расчетный ток в линии в послеаварийном режиме определяется по формуле, А:

$$I_{p.max} = \frac{S_{p.l}}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot (n_{\text{ц}} - 1)}; \quad (23)$$

Условие выбора провода:

$$I_{p.max} \leq I_{дл.доп} ; \quad (24)$$

Где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [6]), А.

Длительно допустимый ток определяется по формуле, А:

$$I_{дл.доп} = I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3; \quad (25)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [6],

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [6];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

По расчетному току определяется сечений линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 10 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{расч} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%; \quad (26)$$

где $I_{расч}$ – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 10000 \text{ В}$ – номинальное напряжение;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения $\text{tg}(\varphi) = Q/P$.

Требуется провести проверку выбора кабеля 10 кВ для питания четырех силовых трансформаторов:

- 2-х трансформаторов типа ТСГЛ-2500/10/0,69 УХЛ 3;

- 2-х трансформаторов типа ТСГЛ-1000/10/0,4 УХЛ 3.

Кабели будут прокладываться в воздухе, по кабельным лоткам под блочно-модульным зданием.

Расчетная температура окружающей среды составляет от минус 50°C до плюс 40°C .

Расчетный ток в нормальном режиме определяется по формуле (22), А:

$$I_p = \frac{3263}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 94,2 \text{ А}$$

Определим ток в линии в послеаварийном режиме (24), А:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{3263}{10 \cdot \sqrt{3}} = 188,4 \text{ А}$$

По справочным материалам предварительно выбираем кабель марки ПвКаП2Г 3х70/16.

Расшифровка марки: * - отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила – медная; Пв - Изоляция - из пероксидносшиваемого полиэтилена; Ка - Броня - из проволок из алюминиевого сплава; П - Оболочка из полиэтилена. Принимаем сечение жил кабеля равным 70 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 255 \text{ А}$.

Так как для питания всех четырех трансформаторов выбран один тип кабеля, проведем проверку для наиболее загруженной линии, т.е. питания

трансформатора мощностью 2500 кВА.

Проверим сечение жил кабеля по экономической плотности тока при $3000 < T_m \leq 5000$ ч.

Где T_m – число часов использования максимума нагрузки в год.

$$S = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}} ; \quad (27)$$

$J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм²

$$S = \frac{94,2}{3,1} = 30,4 \text{ мм}^2 .$$

Предварительно выбранный кабель марки ПвКаП2г проверку по экономической плотности тока проходит ($70 > 30,4$).

Ток в длительно допустимом режиме равен (25):

$$I_{\text{дл.доп}} = 210 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,13 = 272,895;$$

Проверяем выбранный кабель (25):

$$188,4 \leq 272,895.$$

Условия соблюдаются. Сечение проводника выбрано верно.

Проверим выбранный кабель по условию нагрева для температуры окружающей среды 40°С.

Должно выполняться условие:

$$I_{p.\text{max}} \leq k_I \cdot I_{\text{дл.доп}}; \quad (28)$$

где k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды, отличную от расчетной 20°C .

Для температуры окружающей среды 40°C поправочный коэффициент согласно справочным данным составляет $k_1 = 0,88$

Условие:

$$188,4 \leq 0,88 \cdot 272,895;$$

$$188,4 \leq 240,15.$$

Выполняется. Следовательно, выбранный кабель по условию нагрева проверку проходит.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения (26):

Линии электропередачи, идущие до БКТП делятся на 5 участков.

Ключевые характеристики включены в таблицу 6.

Таблица 6 – Характеристики питающих ЛЭП

Марка	Тип по количеству жил в проводнике	Кол-во проводников	Длина, км	Окружающая среда	Способ прокладки
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	4,243	Эстакады/ Грунт	Открыто / в трубах
СИП-3	Одножильный	3	4,593	Воздух	По опорам
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	0,105	Грунт	Открыто / в трубах
СИП-3	Одножильный	3	7,742	Воздух	По опорам
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	0,100	Эстакады	Открыто / в трубах

$$\Delta U = \frac{94,2 \cdot 4,243 \cdot \sqrt{3}}{10} \cdot (0,282 \cdot 0,98 + 0,241 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,25\%$$

Аналогично рассчитываем потери на остальных участках линии. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Потери напряжения на участках сети ГПП - БКТП

Марка	Тип по количеству жил в проводнике	Кол-во проводников	Длина, км	Потери напряжения, %
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	4,243	2,25
СИП-3	Одножильный	3	4,593	3,68
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	0,105	0,09
СИП-3	Одножильный	3	7,742	7,71
ПвКаП2гнг(А)-НФ	Трехжильный	1	0,100	0,08

Суммарная потеря в линии будет равняться сумме потерь всех участков линии.

$$\sum \Delta U = 13,81 \%$$

Так как потери превышают допустимую величину, предусмотренную ГОСТ 32144-2013, предлагается повысить сечение кабеля до 240мм, а также в конце линии установить пункт автоматического регулирования напряжения (далее ПАРН). Таким образом, сечение линии, идущей от ГПП до ПАРН составит 240 мм (ПвКаП2гнг(А)-НФ 3х240/16), линия от ПАРН до БКТП имеет сечение 120 мм (ПвКаП2гнг(А)-НФ 3х120/16), и кабель от КРУ 10кВ до трансформаторов будет с сечением 70 мм (ПвКаП2г 3х70/16).

2.7 Проектирование пункта автоматического регулирования напряжения

ПАРН предназначен для регулирования напряжения электрических сетей с любым способом заземления нейтрали одно- или трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 6, 10 и 35 кВ и номинальным током до 1000А. Характеристики ПАРН позволяют использовать его в различных вариантах установки: на подстанциях, распределительных пунктах, в рассечке линии электропередач в критических точках падения напряжения. ПАРН следует использовать при реконструкции и новом строительстве электрических сетей для увеличения пропускной способности линий 6, 10 или 35

кВ.

ПАРН применяются на ВЛ или КЛ электропередачи и выполняют функции:

- автоматического повышения или понижения уровня напряжения на линии электропередачи в критических точках падения или подъема напряжения,
- автоматического регулирования напряжения в заданных пределах при прямом и обратном направлении потока мощности (реверсивный режим).

В состав ПАРН входят:

- Группа однофазных регуляторов напряжения с шкафами управления;
- Соединительные кабели;
- Системы мониторинга и управления;
- Ограничители напряжения;
- Площадки обслуживания;
- Разъединители с приводами;
- Реклоузеры.

ПАРН обеспечивает стабилизацию напряжения в сети за счет ОРН (однофазный регулятор напряжения, в роли однофазного масляного автотрансформатора). Защита ОРН от аварии на линии обеспечивается реклоузером. В случае проведения оперативно ремонтных работ предусмотрена байпасная линия. Схема подключения пункта автоматического регулирования в линию представлена на рисунке 2.

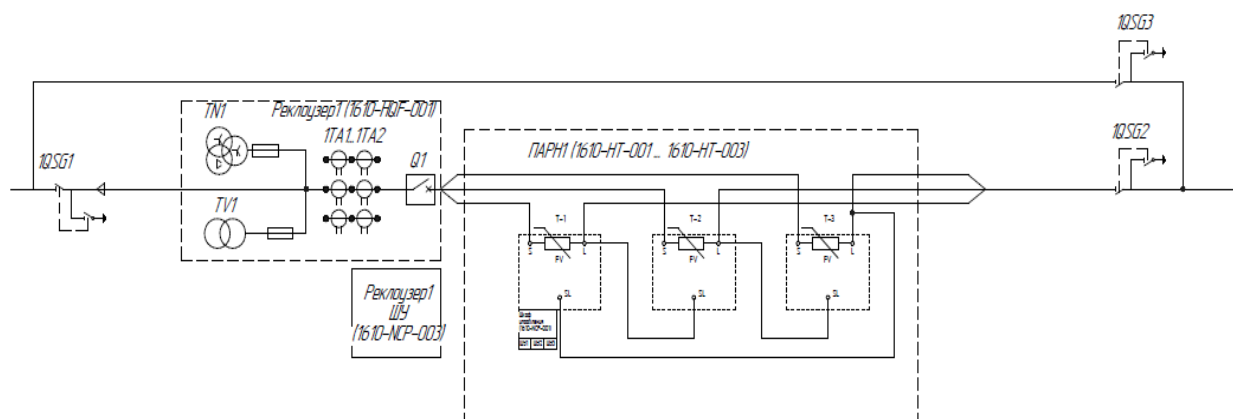


Рисунок 2 - Схема подключения ПАРН в линию

ПАРН выполнен на базе однофазного масляного автотрансформатора наружной установки, имеющем общую и последовательную обмотки. Последовательная обмотка имеет 32 ступени для регулирования напряжения в диапазоне $\pm 15\%$. Регулирование осуществляет переключатель ступеней РПН. Регулирование осуществляется под нагрузкой. Регулятор напряжения оснащен встроенными измерительными трансформаторами тока и напряжения. В состав ПАРН входит три однофазных регулятора напряжения.

Управление переключателем ступеней РПН осуществляется от микропроцессорного устройства контроля и управления.

Регулирование напряжения осуществляется путем геометрического сложения напряжения общей и последовательной обмоток.

Изменением полярности последовательной обмотки осуществляется понижение или повышение выходного напряжения относительно входного (на нагрузке). В режиме повышения выходного напряжения происходит смена полярности на последовательной обмотке. Смена полярности напряжения на последовательной обмотке производится реверсивным переключателем. Работой регулятора управляет контроллер (установлен в шкафу управления), автоматически реагирующий на изменения напряжения в линии. Во время работы контроллер контролирует выходное напряжение при помощи встроенных трансформаторов напряжения. В случае, если выходное напряжение отличается от заданного, контроллер подает сигнал на привод реверсивного переключателя, который выполняет подключение к соответствующей ступени для повышения или понижения напряжения.

В процессе работы контроллер в шкафу управления производит измерение напряжения со стороны нагрузки и сравнивает его с заданным напряжением. Если фактическое напряжение отличается от заданного, контроллер подает команду на электропривод, который перемещает переключатель на соответствующую ступень для повышения (или понижения) напряжения.

Технические параметры пункта автоматического регулирования напряжения занесены в таблицу 8.

Таблица 8 - Основные технические параметры ПАРН

Тип	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, кВ	Диапазон регулирования	Расчетный объем масла, л	Потери холостого хода, Вт
О Р	3			450	770

Общий вид ПАРН представлен ниже на рисунке 3.



1 Шунтирующий ограничитель (MOV)	7 Сливной вентиль
2 Байпасный (MOV)	8 Высоковольтные клеммы
3 Устройство защиты автоматического сброса давления	9 Концевой выключатель (скрыт)
4 Индикатор уровня масла	10 Положение отвода
5 Заводская паспортная табличка с лазерной гравировкой (устанавливается на бак)	11 Подъемные проушины регулятора
6 Заводская паспортная табличка (устанавливается на шкафе управления)	12 Приспособления для заземления бака
	13 Болтовые крепления

Рисунок 3 - Общий вид ПАРН

Разъединители используются для осуществления непрерывности электроснабжения при проведении ремонтных или профилактических работ с элементами ПАРН, а также обеспечивают видимый разрыв для выполнения безопасных методов работы персоналом.

Ограничители перенапряжений (ОПН) служат для защиты обмоток ПАРН от возможных перенапряжений.

Для защиты от замыканий и перенапряжения применяются терминал TOP 200. Управление реклоузером осуществляется шкафом управления на базе микропроцессорного устройства РЗА. Для измерительных цепей РЗА в реклоузере установлены трансформаторы тока и напряжения. Для питания оперативных цепей устанавливается трансформатор собственных нужд, если на месте эксплуатации отсутствует оперативное питание.

Схема управления и мониторинга ПАРН может быть интегрирована в существующую или проектируемую сеть E-SCADA. Расположение и обозначение изоляторов на крышке АТ вынесено на рисунок 4.

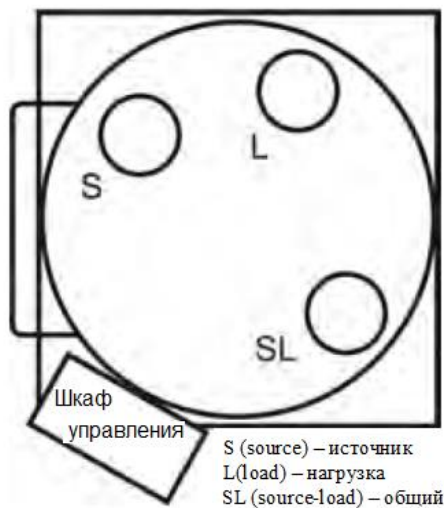


Рисунок 4 – Расположение и обозначение изоляторов на крышке ОПН

S – высоковольтный ввод со стороны источника;

L – высоковольтный ввод со стороны нагрузки;

SL – высоковольтный ввод общей точки;

Конструктивное исполнение съемной крышки бака позволяет легко осуществлять осмотр и техническое обслуживание активной части АТ. На

крышке расположены изоляторы, к которым подключаются внешние силовые линии.

Изоляторы S и L подключаются в разрыв одной и той же фазы, изолятор SL подключается к другой фазе.

Включение ПАРН в трехфазную сеть по схеме полного треугольника.

При включении ПАРН по схеме полного треугольника (используя три ОРН) диапазон регулирования напряжения составляет $\pm 15\%$ (Рисунок 5).

При включении ПАРН по схеме полного треугольника высоковольтные вводы SL трех ОРН должны подключаться к разным фазам

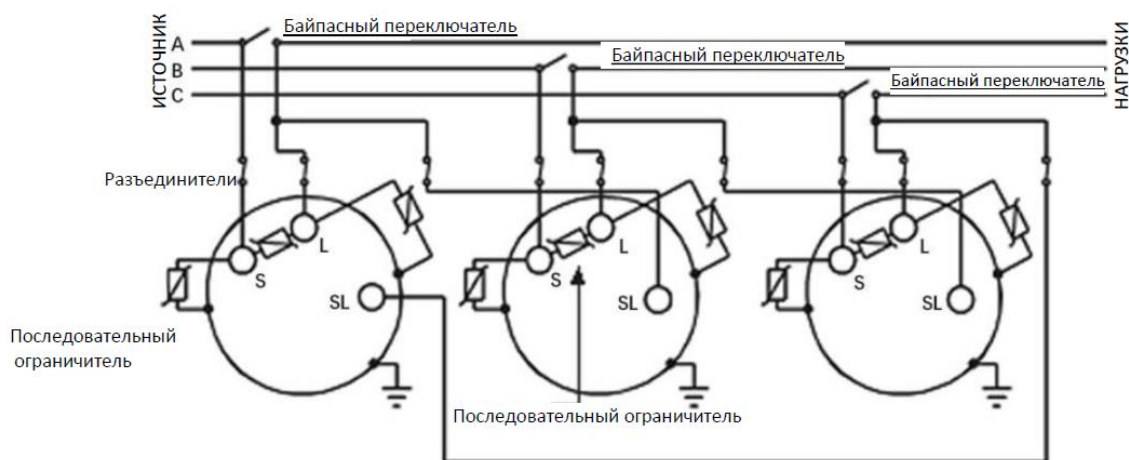


Рисунок 5 - Включение ПАРН по схеме полного треугольника

В ПАРН используется реклоузер марки Р-СИРИУС-МК (далее по тексту РМК) со шкафом управления. Схематичное изображение реклоузера приведено на рисунке 6.

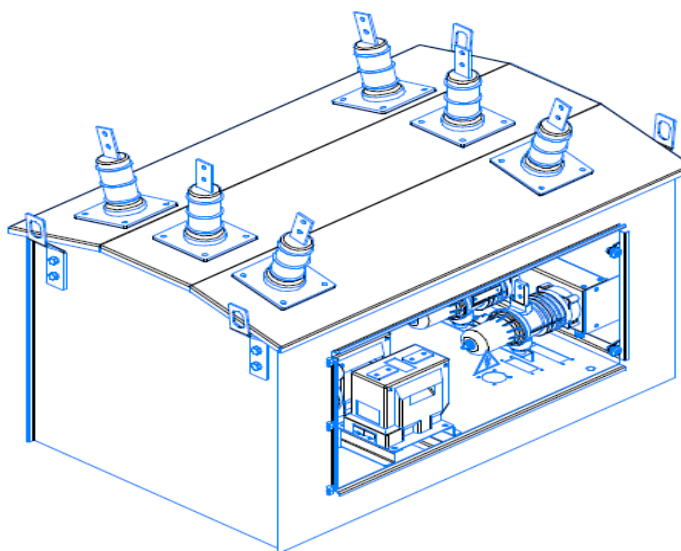


Рисунок 6 - Схематичное изображение реклоузера

РМК — это коммутирующее устройство наружной установки на основе вакуумного выключателя, предназначенное для коммутации и защиты воздушных линий электропередачи трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 6(10) кВ.

Реклоузер предназначен для оперативных переключений в распределительной сети, отключения поврежденных участков линии электропередачи, автоматического повторного включения линии, ввода сетевого резервного питания.

Реклоузер позволяет осуществлять как автоматическое, так и дистанционное, а также ручное включение и отключение вакуумного выключателя.

Благодаря установки ПАРН и использования ПБВ на трансформаторах в БКТП можно регулировать напряжение и преобразовывать его до значений, входящих в норму, согласно ГОСТ 32144-2013. В таблице 6 представлены варианты регулирования напряжения ПАРН и ПБВ на понижающих трансформаторах 10/0,4(0,69) кВ для нормального и послеаварийного режимов.

Таблица 9 - Режимы регулирования напряжения

Режим	Р _р (кВт)	ПАРН dU(%)	Т-10/0,4(0,69)кВ в БКТП				Мин.доп. U _{нн1} / U _{нн2} (В) (РУНН БКТП)	Мин.доп. U _{нн1} / U _{нн2} (В) на ЭП
			ПБВ(%)	U _{вн} (В)	U _{нн1} (В)	U _{нн2} (В)		
Нормальный	1587	0	0	9211	368	636	400/690	380/655
		0	+5	9672	387	667		
		+9	0	10040	402	693		
		+4	+5	10040	402	693		
	1746 (запас +10%)	0	0	9108	364	628		
		0	+5	9563	383	660		
		+10	0	10019	401	691		
		+5	+5	10019	401	691		

Продолжение таблицы 9

Режим	Р _р (кВт)	ПАРН dU(%)	Т-10/0,4(0,69)кВ в БКТП				Мин.доп. U _{нн1} / U _{нн2} (В) (РУНН БКТП)	Мин.доп U _{нн1} / U _{нн2} (В) на ЭП
			ПБВ(%)	U _{вн} (В)	U _{нн1} (В)	U _{нн2} (В)		
После- аварийный	3174	0	0	8153	326	563	380/655	360/621
		0	+5	8561	342	591		
		+15	0	9376	375	647		
		+15	+5	9784	391	675		
	3491 (запас +10%)	0	0	7932	317	547		
		0	+5	8329	333	575		
		+15	0	9122	365	629		
		+15	+5	9518	381	657		

2.8 Выбор сечения для линий низкого напряжения.

Подбор поперечного сечения проводится аналогично выбору питающего кабеля. При этом принимаются во внимание следующие факторы: величина расчетного тока в нормальном и послеаварийном режиме, длительно допустимый ток, а также потери напряжения в кабельных линиях.

Определим сечение кабеля для линии, питающей электропотребителей напряжением 0,69 кВ насосной первого подъема:

$$I_p = \frac{698,72}{0,69 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 292,3 \text{ А}$$

Определим ток в линии в послеаварийном режиме (24), А:

$$I_{p.\max} = \frac{698,72}{0,69 \cdot \sqrt{3}} = 584,6 \text{ А}$$

По справочным материалам выбираем кабель марки ВВГнг(А)-LS.

Расшифровка марки В – изоляция из ПВХ пластиката, В – оболочка из

поливинилхлоридного пластика, Г – отсутствие защитного покрова, нг – не распространяется горения при групповой прокладке, (А) – класс пожарной безопасности категории А, LS – с пониженным дымо- и газовыделением (low smoke). Принимаем сечение жил кабеля равным $(5 \times 240) \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 512 \text{ А}$

Ток в длительно допустимом режиме равен (24):

$$I_{\text{дл.доп}} = 512 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,13 = 665,344 ;$$

Проверяем выбранный кабель (25):

$$584,6 \leq 665,344.$$

Условия соблюдаются. Сечение проводника выбрано верно.

Остальные расчеты для кабеля сведем в таблицу 10, при проверке по условию выбора, необходимо учитывать количество кабелей, так как $I_{\text{дл.доп}}$ будет кратен количеству кабелей.

Таблица 10 – Расчетный параметры кабеля

Уровень напряжения	I_p , А	$I_{p.\text{мах}}$, А	$I_{\text{дл.доп.}}$, А	Марка кабеля	Сечение Мм ²
Насосная станция 1 подъема					
РУ 0,69 кВ	292,3	584,6	1 330,69	ВВГнг(А)-LS	2х(5х240)
РУ 0,4 кВ	256,2	512,3	1 251	ВВГнг(А)-LS	3х(5х150)
Насосная станция 2 подъема					
РУ 0,69 кВ	772	1544	2 661,38	ВВГнг(А)-LS	4х(5х240)
РУ 0,4 кВ	374,48	749	1 251	ВВГнг(А)-LS	3х(5х150)
Щит собственных нужд					
1 Ввод	82,3	163,1	242	ВВГнг(А)-LS	5х95
2 Ввод	79,8	159,6	242	ВВГнг(А)-LS	5х95
Панель питания электрооборудования систем противопожарной защиты					
1 Ввод	5,2	10,4	63	ВВГнг(А)-LS	3х10
2 Ввод	5,1	10,2	63	ВВГнг(А)-LS	3х10

Проведем расчет потерь напряжения в линиях, согласно формуле 26:

$$\Delta U = \frac{I_{расч} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%; \quad (26)$$

Расчеты потерь сведены в таблицу 11.

Таблица 11 - Потери напряжения на линиях низкого напряжения.

Уровень напряжения	Марка кабеля	Сечение	Длина, км	ΔU ; %
Насосная станция 1 подъема				
РУ 0,69 кВ	ВВГнг(А)-LS	2х(5х240)	0,365	0,14
РУ 0,4 кВ	ВВГнг(А)-LS	3х(5х150)	0,365	0,13
Насосная станция 2 подъема				
РУ 0,69 кВ	ВВГнг(А)-LS	4х(5х240)	0,140	0,13
РУ 0,4 кВ	ВВГнг(А)-LS	3х(5х150)	0,140	0,12
ЩСН				
1 ввод 0,4 кВ	ВВГнг(А)-LS	5х35	0,02	0,03
2 ввод 0,4 кВ	ВВГнг(А)-LS	5х35	0,03	0,03
ПЭСПЗ				
1 Ввод	ВВГнг(А)-LS	3х10	0,2	0,01
2 Ввод	ВВГнг(А)-LS	3х10	0,3	0,01

Согласно ГОСТ 32144-2013, потери напряжения в электросети соответствуют установленным требованиям.

3 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Распределительные устройства 10, 0,69 и 0,4 кВ выполняются в виде двух секций шин, секционированных выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ с напряжением 10; 0,69 и 0,4 кВ. Электрическая схема БКТП представлена на рисунке 7.

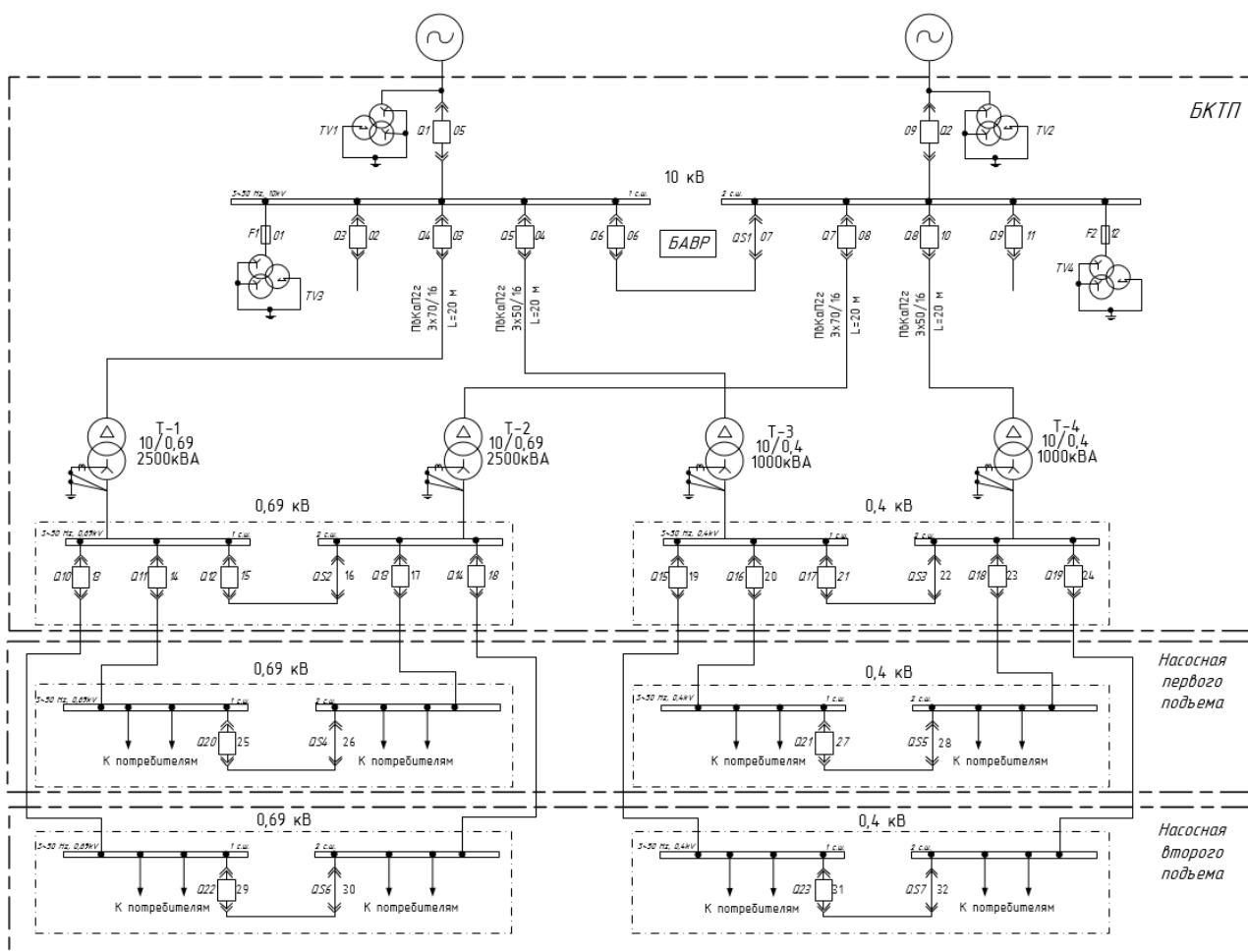


Рисунок 7 – Электрическая схема распределительных устройств ВЗУ

На распределительных устройствах применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме включен, что обеспечивает возможность резервирования питания при отключении одного из источников. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе

выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики, приборы измерения и приборы системы диспетчерского управления. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителя. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительных устройств, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \times U_{ном}$ [6].

Исходная схема распределительных устройств БКТП изображена на рисунке 8.

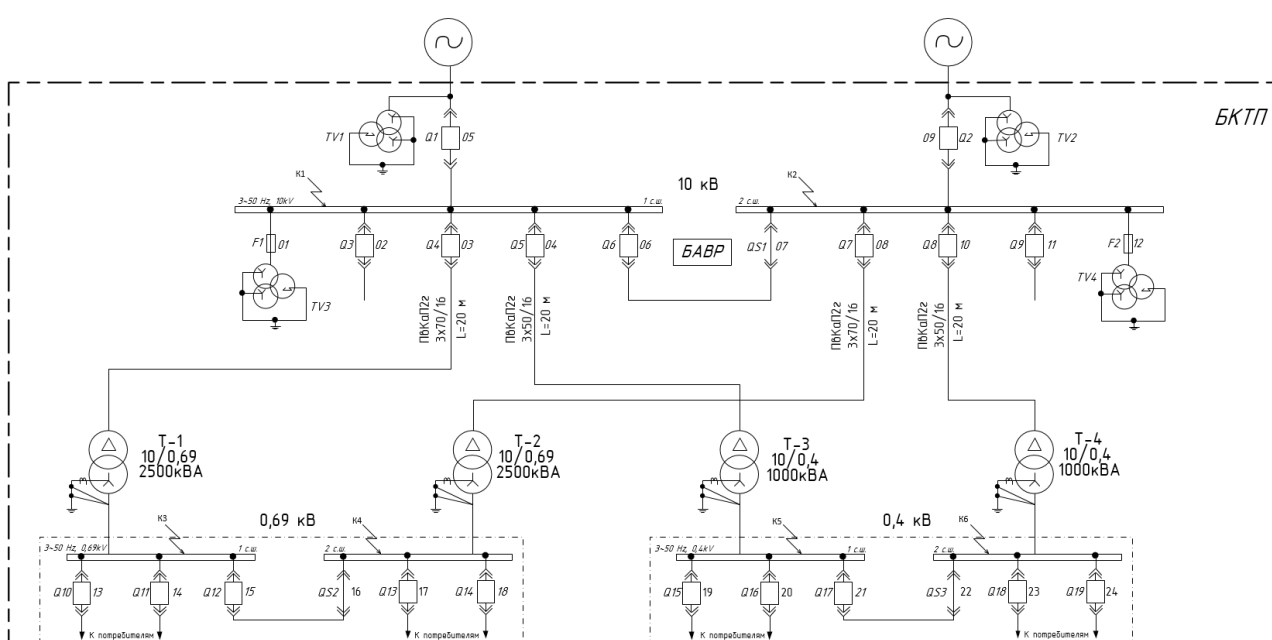


Рисунок 8 – Исходная схема электроснабжения БКТП

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле, кА:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (29)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле, Ом:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2}; \quad (30)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле, кА:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}; \quad (31)$$

Ударный ток определяется по формуле, кА:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{к}^{(3)}; \quad (32)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент (определяется согласно РД 153-34.0-20.527-98) [6].

Производим расчет токов КЗ:

Схема замещения представлена на рисунке 9.

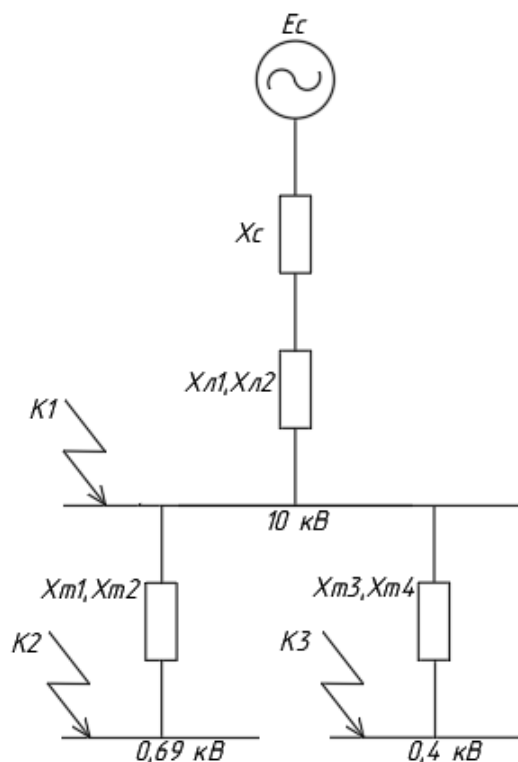


Рисунок 9 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Произведем расчет токов КЗ в точке К1, то есть на шинах высокого напряжения (10кВ).

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,59} = 3,82 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(0,241 + 3,82)^2 + (0,282)^2} = 4,07 \text{ Ом};$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,07} = 1,49;$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,49 = 1,29 \text{ кА};$$

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 $k_{уд}$ в данной точке равен 1,4 [6].
Ударный ток (32):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,49 = 2,95 \text{ кА}.$$

4.2 Расчет токов КЗ в сетях низкого напряжения 0,4 и 0,69 кВ

Ток короткого замыкания в 3-х фазной установке в любой точке (фаза-нейтраль), кА:

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (33)$$

где U - межфазное напряжение холостого хода вторичных обмоток питающего трансформатора, В; (напряжение в точке защиты принимается 80% номинального напряжения во время КЗ)

Z – полное сопротивление на фазу в цепи, расположенной выше от точки

повреждения, мОм

$$Z = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}; \quad (34)$$

Полное сопротивление трансформатора со стороны низкого напряжения, мОм:

$$Z_{mp} = \frac{U^2}{P_n} \cdot \frac{U_{к.мп}}{100}; \quad (35)$$

где U - межфазное напряжение холостого хода вторичных обмоток питающего трансформатора, В;

P_n - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{к.тр}$ -напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

Сопротивления кабеля, мОм:

$$Z_{каб} = \rho \times \frac{L}{S}; \quad (36)$$

где ρ - удельное сопротивление меди при нормально рабочей температуре;

L - длина кабеля, м;

S - сечение проводника, мм².

При прохождении тока КЗ, повышается температуры кабеля, в следствии чего удельное сопротивление меди возрастает: $1,25 \times 18 = 22,5$ мОм · мм²/м.

По имеющимся данным полное сопротивление автоматического выключателя цепи, расположенного выше точки КЗ включает в себя реактивное сопротивление условно принятое равным 0,15 мОм, тогда как активным сопротивлением можно пренебречь. Расчетная схема токов КЗ для электроприёмников 0,4 кВ изображена на рисунке 10.

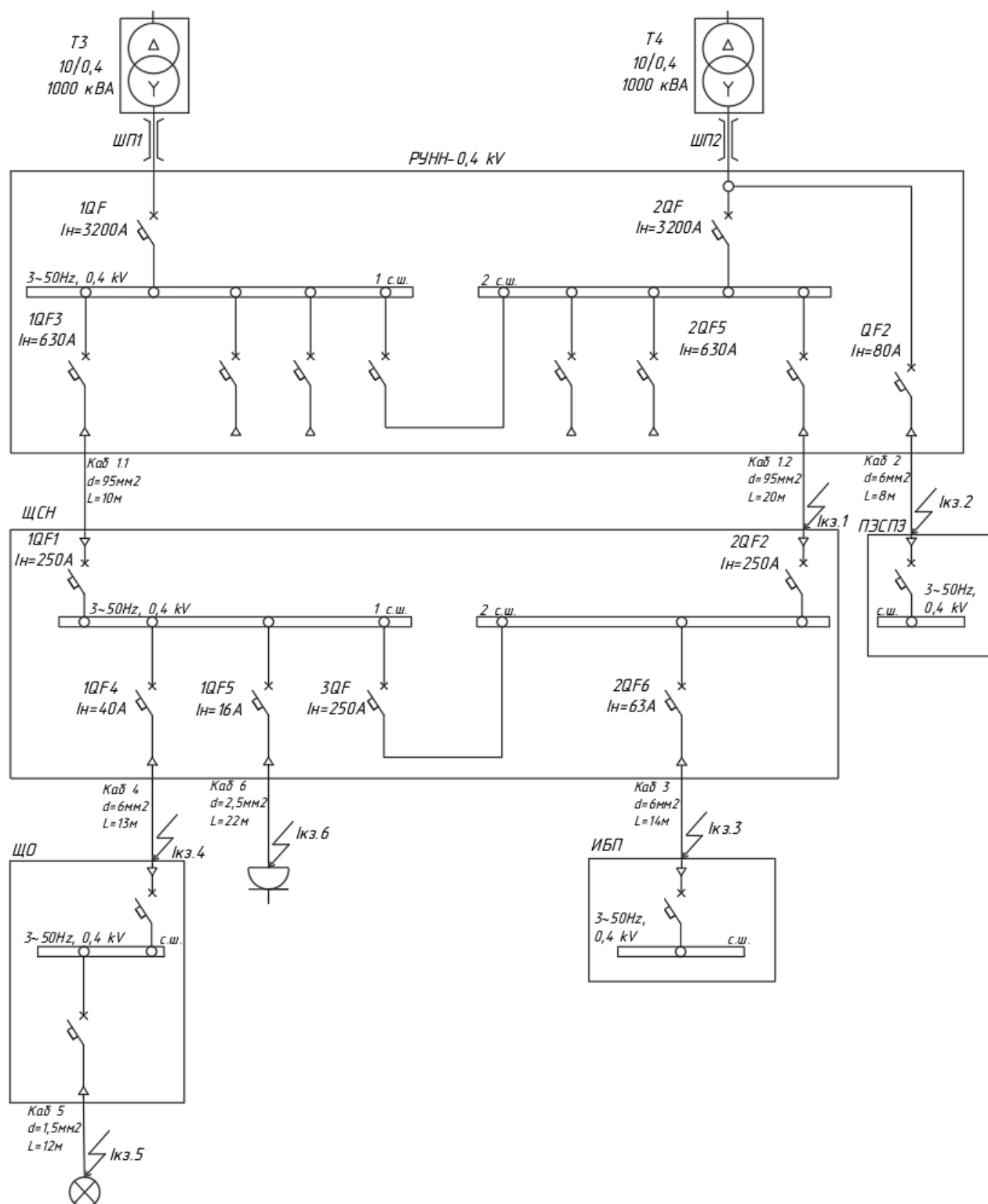


Рисунок 10 – Расчетная схема токов КЗ для напряжения 0,4 кВ.

Полное сопротивление низковольтных сборных шин цепи расположенного выше точки КЗ: активное сопротивление сборных шин обычно ничтожно и, практически, все полное сопротивление является реактивным и составляет

приблизительно 0,15 мОм/метр длины сборных шин.

Защита кабеля обеспечивается при:

$$I_{уст.ав} < I_{кз(3)} ; \quad (37)$$

Где $I_{уст.ав}$ – уставка тока срабатывания автоматического выключателя.

С учетом погрешности уставки срабатывания автоматического расцепителя $\pm 20\%$ должно выполняться условие:

$$I_{уст.ав} \cdot 1,2 < I_{кз(3)}. \quad (38)$$

1. Расчет кабельной линии питания щита собственных нужд (ЩСН):

$$Z_{тр} = \frac{400^2}{1000} \cdot \frac{6}{100} = 9,6 \text{ мОм};$$

$$Z_{шп2} = 2 \cdot 0,15 = 0,3 \text{ мОм};$$

$$Z_{2QF} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{2QF5} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{каб1.2} = 22,5 \cdot \frac{20}{95} = 4,74 \text{ мОм};$$

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_{тр} + Z_{шп2} + Z_{2QF} + Z_{2QF5} + Z_{каб1.2} = \\ &= 9,6 + 0,3 + 0,15 + 0,15 + 4,74 = 14,94 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{1.1}} = \frac{400}{1,73 \cdot 14,94} = 15,48 \text{ кА};$$

При максимально возможной токовой уставке $I_{уст.ав} = 10 \cdot I_{ав.н}$, выключателя 2QF5 с номинальным током $I_{ав.н} = 1600$ А, условие $I_{уст.ав} \cdot 1,2 < I_{к1}^{(3)}$ выполняется.

2. Расчет кабельной линии питания панели питания электрооборудования систем противопожарной защиты (ПЭСПЗ):

$$Z_{шп2} = 2 \cdot 0,15 = 0,3 \text{ мОм};$$

$$Z_{QF2} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{каб2} = 22,5 \cdot \frac{8}{6} = 30 \text{ мОм};$$

$$Z_2 = Z_{тр} + Z_{шп2} + Z_{QF2} + Z_{каб2} = 8,5 + 0,3 + 0,15 + 30 = 38,95 \text{ мОм};$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_2} = \frac{400}{1,73 \cdot 38,95} = 5,75 \text{ кА};$$

При $I_{уст.ав} = 10 \cdot I_{ав.н}$ выключателя QF2 с $I_{ав.н} = 630$ А, условие $I_{уст.ав} \cdot 1,2 < I_{к2}^{(3)}$ выполняется.

3. Расчет кабельной линии питания источника бесперебойного питания (ИБП):

$$Z_{2QF} = Z_{2QF10} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{каб3} = 22,5 \cdot \frac{14}{6} = 52,5 \text{ мОм};$$

$$Z_3 = Z_1 + Z_{2QF} + Z_{2QF10} + Z_{каб3} = 13,84 + 0,15 + 0,15 + 52,5 = 66,64 \text{ мОм};$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_3} = \frac{400}{1,73 \cdot 66,64} = 2,77 \text{ кА};$$

При $I_{уст.ав} = 10 \cdot I_{ав.н}$ выключателя 2QF10 с $I_{ав.н} = 630 \text{ А}$, условие $I_{уст.ав} \cdot 1,2 < I_{к3}^{(3)}$ выполняется.

4. Расчет, выбор кабеля питания щита освещения (ЩО):

$$Z_{1QF} = Z_{1QF4} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{каб4} = 22,5 \cdot \frac{13}{6} = 48,75 \text{ мОм};$$

$$Z_{каб1.1} = 22,5 \cdot \frac{10}{95} = 2,37 \text{ мОм};$$

$$\begin{aligned} Z_{1.1} &= Z_{тр} + Z_{шш1} + Z_{1QF} + Z_{1QF3} + Z_{каб1.1} = \\ &= 8,5 + 0,3 + 0,15 + 0,15 + 2,37 = 11,47 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$Z_4 = Z_{1.1} + Z_{1QF} + Z_{1QF4} + Z_{каб4} = 11,47 + 3 \cdot 0,15 + 48,75 = 60,67 \text{ мОм};$$

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_4} = \frac{400}{1,73 \cdot 60,67} = 3,03 \text{ кА};$$

При $I_{уст.ав} = 10 \cdot I_{ав.н}$ выключателя 1QF4 с $I_{ав.н} = 630 \text{ А}$, условие $I_{уст.ав} \cdot 1,2 < I_{к4}^{(3)}$ выполняется.

5. Расчет, выбор кабеля питания освещения:

$$Z_{1QF} = Z_{QF1} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{каб5}} = 22,5 \cdot \frac{12}{1,5} = 180 \text{ мОм};$$

$$Z_5 = Z_4 + Z_{1\text{QF}} + Z_{\text{QF1}} + Z_{\text{каб5}} = 60,67 + 2 \cdot 0,15 + 180 = 241 \text{ мОм};$$

$$I_{\text{к5}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_5} = \frac{400}{1,73 \times 241} = 0,76 \text{ кА};$$

При $I_{\text{уст.ав}} = 10 \cdot I_{\text{ав.н}}$ выключателя 1QF4 с $I_{\text{ав.н}} = 80 \text{ А}$, условие $I_{\text{уст.ав}} \cdot 1,2 < I_{\text{к5}}^{(3)}$ выполняется.

6. Расчет, выбор кабеля питания розеточной сети:

$$Z_{1\text{QF}} = Z_{1\text{QF15}} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$Z_{\text{каб6}} = 22,5 \cdot \frac{22}{2,5} = 198 \text{ мОм};$$

$$Z_6 = Z_4 + Z_{1\text{QF}} + Z_{1\text{QF15}} + Z_{\text{каб6}} = 60,67 + 2 \cdot 0,15 + 198 = 259 \text{ мОм};$$

$$I_{\text{к6}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_6} = \frac{400}{1,73 \cdot 259} = 0,71 \text{ кА}.$$

При $I_{\text{уст.ав}} = 10 \cdot I_{\text{ав.н}}$ выключателя 1QF15 с $I_{\text{ав.н}} = 80 \text{ А}$, условие $I_{\text{уст.ав}} \cdot 1,2 < I_{\text{к6}}^{(3)}$ выполняется.

Расчет токов КЗ для РУ 0,69 идентичный. РУ 0,69 питают распределительные щиты насосной 1-го и 2-го подъема.

Приведем схему распределительного щита, питающегося от РУ 0,69 для понимания электроснабжения. См. рисунок 11

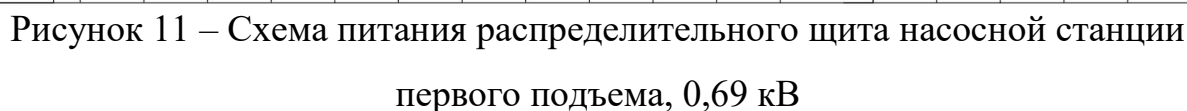


Таблица 12 – Результат расчета однофазного и трехфазного тока КЗ для РУ 0,69 кВ

59

5 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Проверка кабеля 10 кВ

Проверим сечение жил по термической стойкости:

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости определяется по следующей формуле:

$$S_{тер.мин} = I_k^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{C}; \quad (39)$$

где $I_k^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на вводе 10 кВ, равный 1490 А.

t_n – время прохождения тока КЗ через кабель, равное сумме наибольшего времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. Полное время отключения вакуумного выключателя типа VER12 составляет не более 0,055 с. Время действия релейной защиты примем 0,4 с, так как, как правило, степень селективности в сумме с временем действия МП РЗА не превышает 0,4 с.

C – термический коэффициент, равный для кабеля с медными жилами $94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$S_{тер.мин} = 1490 \cdot \frac{\sqrt{0,055 + 0,4}}{94} = 10,7 \text{ мм}^2$$

Сечение выбранного кабеля ПвКаП2Г 3х70/16 больше $S_{тер.мин}$ ($70 > 10,7$), следовательно, данный кабель условие проверки по термической стойкости проходит.

Проверим сечение медного экрана кабеля по термической стойкости.

Должно выполняться условие:

$$I_{\text{кз.экрана}} > I_{\text{к}}^{(2)}; \quad (40)$$

Где $I_{\text{кз.экрана}}$ – допустимый ток короткого замыкания медного экрана;
 $I_{\text{к}}^{(2)}$ – двухфазный ток КЗ.

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,49 = 1,29 \text{ кА.}$$

Допустимый ток односекундного короткого замыкания экрана кабеля ПвКаП2Г 3х70/16 по справочным данным составляет 3,1 кА.

Для продолжительности короткого замыкания, отличающейся от 1 с, значение тока короткого замыкания экрана считается по формуле:

$$I_{\text{кз.экрана}}'' = \frac{I_{\text{кз.экрана}}}{\sqrt{t_n}}; \quad (41)$$

$$I_{\text{кз.экрана}}'' = \frac{I_{\text{кз.экрана}}}{\sqrt{t_n}} = \frac{3,1}{\sqrt{0,455}} = 4,6 \text{ кА.}$$

Условие $I_{\text{кз.экрана}} > I_{\text{к}}^{(2)}$, ($4,6 > 1,29$) выполняется.

Вывод: кабель ПвКаП2Г 3х70/16 по экономической плотности тока, по нагреву и термической устойчивости проходит.

5.2 Проверка кабеля 0,4 кВ.

Проверка термической стойкости кабеля производится путем вычисления теплового импульса тепла, возникающего в активном сопротивлении кабеля при протекании через него тока короткого замыкания за время начала короткого замыкания до полного погашения дуги при его отключении. Продолжительность воздействия тока определяется характеристиками

защитных устройств и коммутационного оборудования. Выбранное сечение кабеля $S_{\text{каб}}$ должно быть меньше минимально-допустимому сечению S_{min} .

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}; \quad (42)$$

где $B_{\text{к}}$ – термическая устойчивость;

$C = 114$ - постоянная времени, зависящая от вида изоляции и материала жил кабеля (определяется при условии, что температура нагрева проводником при КЗ не превышает допустимую - 150°C для ПВХ изоляцией).

Результаты внесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета минимально-допустимого сечения кабеля.

№ КЛ	$S_{\text{каб}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{min}}, \text{мм}^2$	Условие выполняется да/нет
1,2	95	19	Да
2	6	5,9	Да
3	6	3,5	Да
4	6	3,8	Да
5	1,5	0,95	Да
6	2,5	0,9	Да

5.3 Проверка кабеля 0,69 кВ

Тем же образом проводится проверка кабелей 0,69 кВ. Результаты расчета сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета минимально-допустимого сечения кабеля.

Прокладка КЛ	$S_{\text{каб}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{min}}, \text{мм}^2$	Условие выполняется да/нет
До насосной 1-го подъема	2х(5х240)	2х(5х120)	Да
До насосной 2-го подъема	4х(5х240)	4х(5х120)	Да

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ.

Электрические аппараты выбираются по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяются на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для БКТП.

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Принципиальная схема размещения выключателей изображена на рисунке 12.

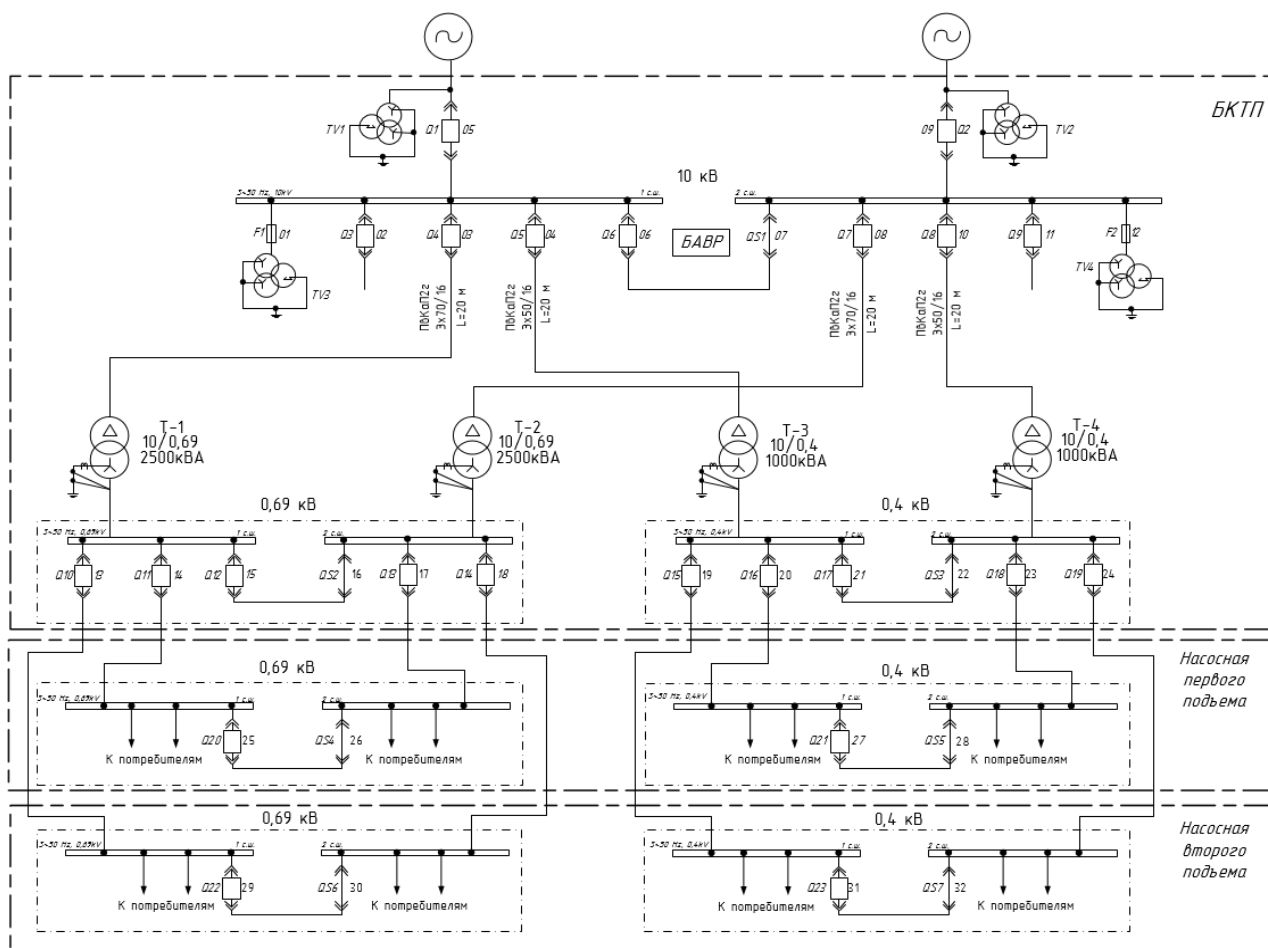


Рисунок 12 - Принципиальная схема размещения выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя «Q3», остальные выключатели выбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель «03»:

$$I_{\text{ном}03} = \frac{\sqrt{3174^2 + 754^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188 \text{ А}$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (43)$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (44)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{откл.ном}}; \quad (45)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа VER12T0625D22P15W УЗ

$$4,33 \leq 25 \text{ кА.}$$

Пример записи условного обозначения выключателя:
VER12T0625A22P15W УЗ – выключатель вакуумный в выкатном исполнении на номинальное напряжение 10кВ (максимальное напряжение 12кВ), номинальный ток 630 А, номинальный ток отключения 25 кА, напряжение цепей управления 230В переменного тока с межфазным расстоянием 150мм, климатическое исполнение УЗ.

Данный выключатель подходит по всем условиям.

Проведем проверку на термическую устойчивость выключателя:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a]; \quad (46)$$

Где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 0,4$ с с учетом селективности.

$$B_k = 4,33^2 \times [0,4 + 0,01] = 7,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (47)$$

$$B_{к.в} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k \leq B_{к.в};$$

$$7,69 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл}; \quad (48)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40 \%$;

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{a.r} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}; \quad (49)$$

$$i_{a.r} = \sqrt{2} \cdot 4,33 = 6,1 \text{ кА.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя VER12T0625A22P15W приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя 10кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рмах} = 188 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{уд} = 2,95 \text{ кА}$	$I_{скв} = 32 \text{ кА}$	$I_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 7,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_K$
$I_{по} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{нт} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{a.r} = 6,1 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a.r}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все подходящие и отходящие присоединение устанавливаются аналогичные выключатели.

6.2 Выбор комплектных распределительных устройств

В БКТП 10/0,69/0,4 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ серии РСН-10, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока на номинальное напряжение до 10 кВ, промышленной частоты 50 Гц, для систем с изолированной или заземленной

нейтралью.

КРУ РСН-10 комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с оцинкованным антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на три отсека: отсек сборных шин; отсек выдвижного элемента; отсек релейной защиты и автоматики

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

На все присоединения БКТП устанавливаем аналогичные ячейки КРУ.

В качестве низковольтных комплектных устройств, предназначенных для приема и распределения электрической энергии, управления электроприводами, контроля, сигнализации и защиты оборудования в сетях с напряжением до 1000В переменного тока будет выступать НКУ, включающее в себя:

- шкафы ввода и распределения электроэнергии типов Ш8300, Ш8500 с блоками ввода и распределения электроэнергии типа Б8500;
- щиты распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) и главного распределительного щита (ГРЩ) на базе шкафов типов Ш8300, Ш8500;
- шкафы управления асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором типов Ш5000 с блоками управления асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором типа БММ5000;
- шкафы собственных нужд энергообъектов типа ШСН1000;
- щиты приема и распределения постоянного тока для энергообъектов типа Ш8700;

- щиты постоянного тока типов ЩПТ-24, ЩПТ-48; ЩПТ-110; ЩПТ-220;
- щиты гарантированного питания типа ЩГП; системы гарантированного питания типа СГП;
- шкафы, щитки освещения (рабочего и аварийного) и пункты распределительные типов: ШРЭ, ЩО, ЩАО, ПР, ВРУ;
- шкафы управления технологическим оборудованием типа ШУ;
- ящики управления асинхронными двигателями

На все присоединения БКТП принимаем аналогичные ячейки НКУ – УХЛ4, УЗ по ГОСТ 15150-69.

6.3 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для подключения электроизмерительных приборов, другая – для устройств защиты. При выборе необходимо учитывать номинальное напряжение (соответствующее классу изоляции), току первичной цепи и току вторичных обмоток при заданном классе точности. Кроме того, следует убедиться в их электродинамической и термической устойчивости при возникновении коротких замыканий.

Класс точности трансформаторов тока, используемых для подключения электросчетчиков, должен соответствовать значению 0,5. Это обусловлено необходимостью обеспечения требуемой точности измерений.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Значение номинального тока следует подбирать максимально близким к рабочему току оборудования, поскольку работа первичной обмотки с недостаточной нагрузкой способствует росту погрешностей измерений.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке [8];

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}; \quad (50)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (51)$$

Выбираем трансформаторы тока ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2, Т2. Данный вид трансформаторов предназначен для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки, в сборные камеры одностороннего обслуживания (КСО), в другие электроустановки и являются комплектующими изделиями. Трансформаторы обеспечивают передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам защиты, сигнализации, автоматики и управления. Предназначены для использования в цепях коммерческого и технического учетов электроэнергии в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	ESM	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ESM	0,5	0,5	0,5
Варметр	ESM	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	ESM	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ				
Итого:		1,6	1,6	1,6

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}; \quad (52)$$

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом}$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А;

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15 \text{ ВА}$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (53)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}; \quad (54)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов принимаем равным 2 м;

S_{min} – минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечение $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным

сопротивлением $\rho=0,0283$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 2}{4} = 0,014 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка Z_2 :

$$Z_2 = 0,064 + 0,014 + 0,01 = 0,09 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (46):

$$B_k = 4,33^2 \cdot (1,5 + 0,06) = 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Расчетные данные трансформаторов тока ТОЛ-НТЗ-10 УХЛ2, Т2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{p\max} = 283,7 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,09 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_k = 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} \geq B_k$
$I_{уд} = 8,57 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ А}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все присоединения БКТП выбираем аналогичные трансформаторы тока.

6.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения

В распределительных сетях применяются трансформаторы напряжения (ТН) для обеспечения энергией цепей напряжения измерительных приборов, устройств контроля, релейной защиты и автоматики подстанций. Для питания счетчиков электроэнергии используется класс точности 0,5.

Трансформаторы обеспечивают передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации, автоматики и управления, а также контроля изоляции и предназначены для использования в цепях коммерческого и технического учетов электроэнергии в электрических установках на класс напряжения от 6 до 35 кВ с неэффективно заземленной нейтралью. Трансформаторы предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки. Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке [24]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}; \quad (55)$$

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

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

Полная потребляемая мощность и число приборов потребления приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ.

Прибор	Тип	S обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность - S, ВА
Вольтметр	ESM	3	1	1	3
Ваттметр	ESM	4	2	1	8
Варметр	ESM	4	2	1	8

Счетчик АЭ	ESM	3,6	2	4	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит: $S_{2\Sigma} = 33,4$ ВА.

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираем трехфазные антирезонансные трансформаторы напряжения НАЛИ-НТЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформатора напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_{HT} = 10$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 33,4$ ВА	$S_H = 100$ ВА	$S_H \geq S_p$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все присоединения БКТП устанавливаем аналогичные трансформаторы напряжения.

6.5 Описание устройства ESM

Стоит упомянуть про устройство ESM, которое представляет из себя измерительное многофункциональное устройство. Устройства ESM предназначены для:

- измерения параметров электрического напряжения, тока, частоты, углов фазовых сдвигов, электрической мощности в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока с номинальной частотой 50 Гц;
- измерения и контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в трехфазных сетях в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [15];

- измерения активной и реактивной электрической энергии в трехфазных сетях переменного тока (коммерческий или технический учет);
- передачи измеренных параметров по цифровым интерфейсам RS-485 и Ethernet – в автоматическом режиме.

Конфигурация устройства ESM изображена на рисунке 13.

Модификация ESM-HV



Рисунок 13 - Конфигурация устройства ESM

ESM модуль передает все данные в модуль индикации ЭНМИ, предназначенный для отображения результатов измерений параметров электрической сети. Информация о внешнем виде и интерфейсе модуля ЭНМИ представлена на рисунке 14.

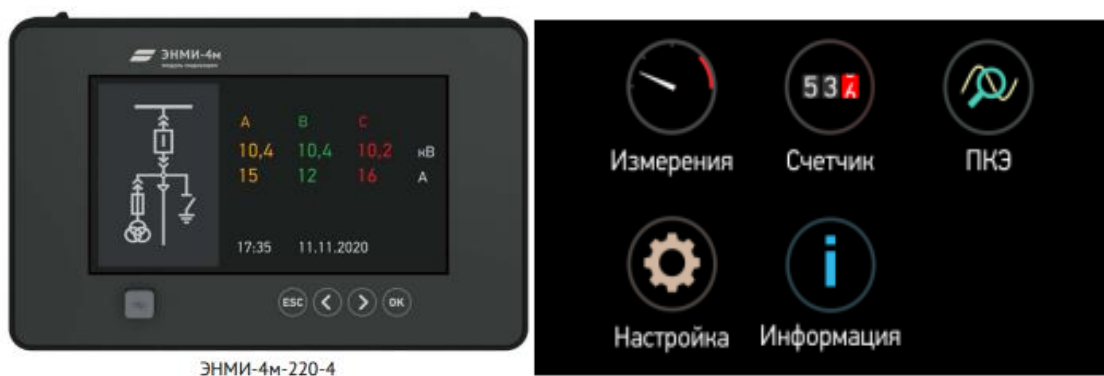


Рисунок 14 – Исполнение и интерфейс модуля ЭНМИ

6.6 Выбор и проверка выключателей нагрузки и автоматических выключателей

В каждом РУ БКТП выбираем выключатели по расчетному току [9]:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_p; \quad (56)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор высоковольтных автоматических выключателей

Помещение	$S_{ТП}$, кВА	I_p , А	$I_{ном.расц}$, А	$I_{откл}$, А	Марка выключателя
РУ 10 кВ	3263	189	630	20000	VER 12
РУ 0,69 кВ	2341	1880	2500	25000	VER 12
РУ 0,4 кВ	921	1275	1600	25000	VER 12

Условия проверки по разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк}; \quad (57)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (58)$$

Представленная марка выключателя подходит по условию проверки.

На все присоединения БКТП устанавливаем данный вакуумный выключатель. Конструктивное исполнение вакуумного выключателя типа VER 12 представлена на рисунке 15.

6.7 Выбор независимого источника питания.

Для питания систем управления, приборов КИП, систем пожарной сигнализации, автоматического пожаротушения и системы контроля состояния (CMS) и оборудования E-SCADA, относящихся к электроприемникам особой группы I категории, используются промышленные источники бесперебойного питания (ИБП). Принята сдвоенная конфигурация статического ИБП с двойным вводом от разных источников (трансформаторов Т3 и Т4), двойным электронным байпасом и двумя комплектами аккумуляторных батарей.



Рисунок 15 – Вакуумный выключатель типа VEP 12

Двойной комплект аккумуляторных батарей является третьим независимым источником электропитания для электроприемников I особой категории в случае аварийного отключения обоих вводов электроснабжения. В штатном режиме все электроприемники I особой категории постоянно питаются от ИБП, который работает в режиме двойного преобразования «он-лайн» и обеспечивает ответственных потребителей стабильным и качественным напряжением. Рабочее резервирование питания потребителей конкретного ИБП обеспечивается быстродействующим электронным байпасом от второго ввода, а при отсутствии питания на втором вводе – аккумуляторными батареями. ИБП комплектуются батареями, емкость которых должна обеспечивать время работы потребителей в аварийном режиме не менее 60 минут. Дополнительно для обеспечения высокой надежности резервирования используется сдвоенная конфигурация ИБП.

Требуемая полная мощность ИБП питания АСУ составляет 18,64 кВА. Исходя из этих данных выбираем ИБП серии RUCELF UPO-3-40K-384-0-E. ИБП серий UPO 40кВА построены по высокочастотной технологии двойного преобразования и имеет интеллектуальные функции. Они обеспечивают

отличную защиту серверов, миникомпьютеров, сетевого и телекоммуникационного оборудования и других потребителей, требующих качественного электропитания.

В состав оборудования для функционирования ИБП входит выпрямитель и инвертор.

Принципиальная схема работы ИБП представлена на рисунке 16.

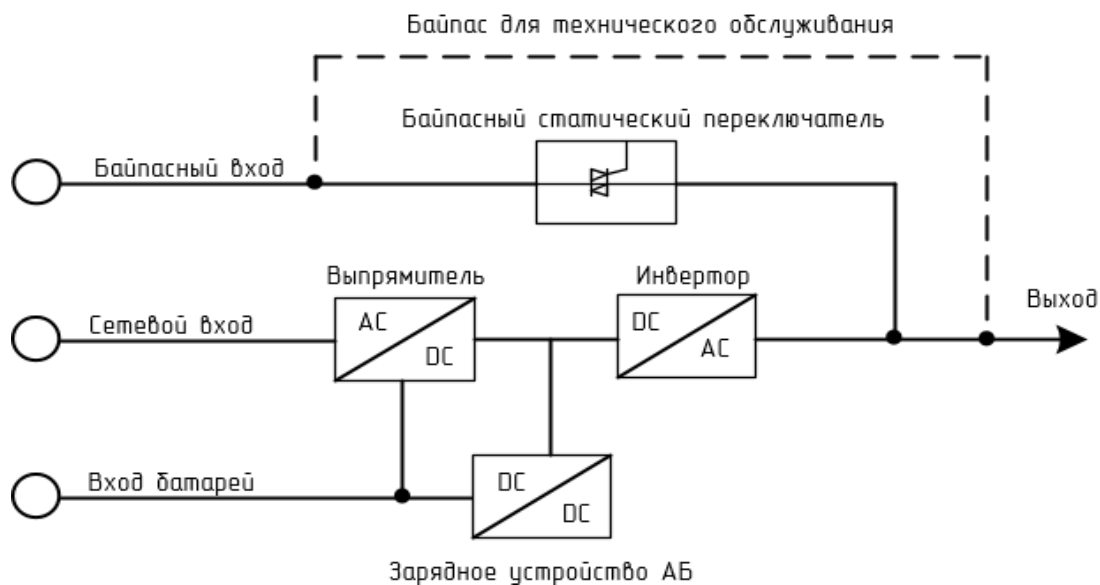


Рисунок 16 – принципиальная схема работы ИБП

Когда сеть (питающее напряжение) в пределах допуска, выпрямитель запускается и зарядное устройство заряжает АБ. При неисправности силового модуля ИБП, если байпас в пределах допуска, система переключается на статический байпас. Если параметры сети в допуске, входное напряжение преобразуется в выпрямителе, затем проходит через инвертор и на выходе мы получаем чистое напряжение переменного тока.

Если сеть выходит из допуска, напряжение от АБ преобразуется цепью выпрямителя, поступает на инвертор и далее в виде переменного тока на нагрузку. При восстановлении сети ИБП из режима АБ переходит в режим работы от сети автоматически.

6.8 Выбор частотно-регулируемого привода ЧРП

Для возможности плавного пуска двигателей насосов и возможности регулировать производительность насосных станций предусматривается

установка устройств частотного регулирования (ЧРП). На каждой насосной предусматривается двухсекционный с системой АВР распределительный щит с автоматическими выключателями для подключения ЧРП и насосов, установка трех комплектов ЧРП, и распределительного щита коммутации для поочередного пуска насосов. К каждой секции щитов подключено по одному ЧРП, для третьего ЧРП предусмотрена возможность подключения к 1 и 2 секции щита.

Учитывая требуемые параметры, подходящим вариантом будет преобразователь частоты VEDA VFD VF-101. Данная серия характеризуется высоким КПД (96%) и возможностью пуска с подхватом скорости (позволяет перезапустить вращающийся двигатель и обеспечить непрерывность производства). Схема преобразователя изображена на рисунке 17.

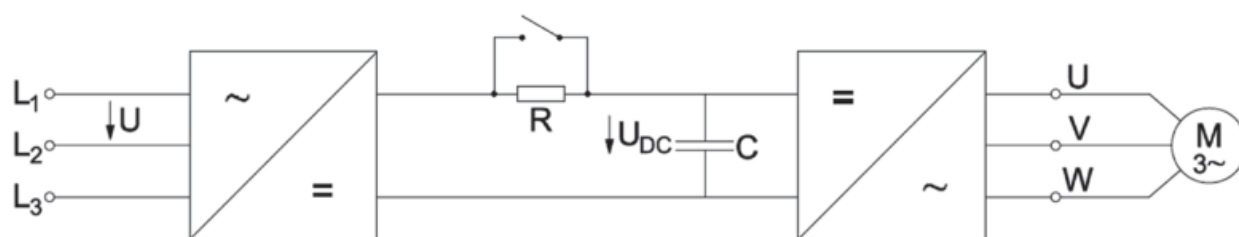


Рисунок 17 – Схема силовой части преобразователя частоты с промежуточным звеном постоянного тока.

7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ, ЗАНУЛЕНИЮ И МОЛНИЕЗАЩИТЕ

Заземление и защитные меры электробезопасности выполняются в соответствии с требованиями глав 1.7, 6.1, 7.1 ПУЭ издание седьмое и другой НТД.

В качестве мероприятий по защите персонала от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции, применены в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей.

Электроприемники объекта «Поверхностный водозабор на реке Зея» в отношении мер электробезопасности разделяются на две группы:

- электроустановки напряжением 10 кВ с нейтралью, заземленной через резистор;
- электроустановки до 1 кВ в сети с глухозаземленной нейтралью (система TN-S).

В электроустановках 10 кВ для защиты от поражения электрическим током выполняется защитное заземление открытых проводящих частей электрооборудования.

В электроустановках напряжением 0,69 кВ и 0,4 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током выполняется зануление открытых проводящих частей электрооборудования. Зануление кабельных конструкций и конструкций для установки электрооборудования выполняется присоединением к внешним РЕ зажимам

электрооборудования.

Для зданий насосных 1-го и 2-го подъема и БКТП выполняются заземляющие устройства. Заземляющее устройство состоит из вертикальных электролитических электродов диаметром 60 мм и длиной 6 м, соединенных горизонтальной стальной оцинкованной полосой (40×5) мм. Связь заземляющих устройств осуществляется с помощью металлоконструкции кабельной эстакады.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right); \quad (59)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

L – длина заземлителя, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d – диаметр принимаемого заземлителя, м.

Удельное сопротивление грунта по данным инженерных изысканий составляет: 931 Ом·м до глубины 2 м, 854 Ом·м на глубине ниже 2 м. В расчете заземляющего устройства принято эквивалентное удельное сопротивление 882 Ом·м. Согласно п.1.7.108 ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства для электрооборудования, при удельном сопротивлении грунта более 500 Ом·м допускается увеличивать в 0,002 ρ раз. Принимаем сопротивление заземляющего устройства 2,2 Ом.

Для целей рабочего (функционального) заземления оборудования ЛСУ сопротивление заземляющего устройства должно составлять 1 Ом.

С учетом глубины промерзания грунта примем значение расположения контура равным 2,5 м.

Расстояние от поверхности земли до середины стержня можно посчитать:

$$t = \frac{L}{2} + t_{\text{гор}}; \quad (60)$$

$$t = \frac{6}{2} + 2,5 = 5,5 \text{ м}$$

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{882}{6} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 6}{0,06} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 5,5 + 6}{4 \cdot 5,5 - 6} \right) = 10,4 \text{ Ом}$$

Формула для расчета сопротивления одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t_{\text{гор}}} \right); \quad (61)$$

где b – ширина полосы, м;

$t_{\text{гор}}$ – глубина заложения, м;

$L_{\text{гор}}$ – длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)); \quad (62)$$

где a и b – длина и ширина зоны заземления. Согласно проекту завода-изготовителя: $a = 13$ м, $b = 12,6$ м.

$$P = 2 \cdot ((13 + 2) + (12,6 + 2)) = 59,2 \text{ м.}$$

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{882}{59,2} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 818^2}{0,04 \cdot 2,5} \right) = 3,822 \text{ Ом}$$

Рассчитаем ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_{\text{в}}}; \quad (63)$$

R_3 – требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{10,4}{4 \cdot 0,65} = 4$$

Определим сопротивление всей горизонтальной полосы:

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}}; \quad (64)$$

$$R_{\text{гор.пол.}} = \frac{3,822}{0,45} = 8,49 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных заземлителей необходимо уточнить с учетом сопротивления горизонтальных заземлителей.

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(R_{\text{гор.пол.}} \cdot R_{\text{э}})}{(R_{\text{гор.пол.}} - R_{\text{э}})}; \quad (65)$$

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(8,49 \cdot 4)}{(8,49 - 4)} = 7,56$$

Пересчитаем число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{R_{\text{верт}}}{R'_{\text{верт}} \cdot k_{\text{в}}}; \quad (66)$$

$$n' = \frac{10,4}{7,56 \cdot 0,65} = 4$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{R_{\text{верт}}}{n' \cdot k_{\text{в}}}; \quad (67)$$

$$R_{\text{верт.д}} = \frac{10,4}{4 \cdot 0,65} = 4 \text{ Ом}$$

Сопротивление всего заземляющего контура рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{з.д}} = \frac{R_{\text{верт.д}} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.д}} + R_{\text{гор.пол}}}; \quad (68)$$

$$R_{\text{з.д}} = \frac{4 \cdot 8,49}{4 + 8,49} = 2,72 \text{ Ом}$$

Рассчитанное сопротивление не превышает допустимого значения 4 Ом.

$$R_{\text{з.д}} \leq R_{\text{з}}$$

Помимо внешнего контура заземления в помещениях также выполняется внутренний контур, к которому подключены все металлические части электроустановок не находящихся в нормальном режиме работы.

К заземляющему устройству присоединяются:

– нейтрали трансформаторов на стороне напряжением до 1 кВ;

- корпуса трансформаторов;
- открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и 10 кВ;
- металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и 10 кВ;
- сторонние проводящие части.

Нейтрали трансформаторов присоединяются к заземляющему устройству каждая своим отдельным заземляющим проводником. Согласно п.1.7.100 ПУЭ издание седьмое заземляющий проводник присоединяется не к выводу нейтрали трансформатора непосредственно, а к PEN-проводнику сразу за трансформатором тока, установленным в PEN-проводнике. Трансформатор тока размещается максимально близко к выводу нейтрали трансформатора.

Разделение PEN-проводника на PE- и N- проводники в системе TN-S выполнено также за трансформатором тока.

Для защитного заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений, территориально приближенных одна к другой, используются общие заземляющие устройства. Сопротивления заземляющих устройств и напряжения прикосновения обеспечиваются при наиболее неблагоприятных условиях. Для электротехнических объектов электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью (TN-S) – сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 2 и 4 Ом соответственно при линейных напряжениях 660 и 380 В. Для электротехнических объектов электроустановок напряжением выше 1000 В с резистивно-заземленной нейтралью – сопротивление заземляющего устройства выбирается в соответствии с п.1.7.96 ПУЭ и составляет 1,25 Ом с учетом расчетного значения тока замыкания на землю 200 А.

Заземляющее устройство системы функционального заземления выполняется в виде отдельного контура и состоит из вертикальных электролитических электродов диаметром 60 мм и длиной 6 м, соединенных горизонтальной стальной оцинкованной полосой (40×5) мм. Заземляющее

устройство функционального заземления должно быть соединено с выделенной ГЗШ, расположенной в аппаратной ЛСУ.

Согласно пп.1.7.57 ПУЭ издание седьмое в электроустановках до 1 кВ, получающих питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы TN, выполняется автоматическое защитное отключения питания, для защиты персонала при косвенном прикосновении, в соответствии пп.1.7.78, 1.7.79 ПУЭ издание седьмое. Применяются защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или на дифференциальный ток. Наибольшее допустимое время отключения 0,4 с; в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и наружных установках - 0,2 с при фазном напряжении 220 В [4].

Согласно ГОСТ Р 50571.3-2009 раздел 411, допустимое время отключения 0,4 с применяется для конечных электрических цепей, расчетный ток в которых не превышает 32 А. В системах TN для распределительных цепей и для цепей расчетный ток, в которых превышает 32 А время отключения не должно превышать 0,5 с [8].

При применении в качестве защитной меры автоматического отключения питания открытые проводящие части, указанные в пп.1.7.76 ПУЭ издание седьмое, присоединяются к глухозаземленной нейтрали трансформатора. В качестве нулевых защитных проводников используются специально предусмотренные РЕ-жилы кабелей (пп.1.7.121 ПУЭ издание шестое) [4].

Металлические конструкции для прокладки кабелей и для установки электрооборудования, присоединяются к наружному РЕ-зажиму электрооборудования. Металлические конструкции подвесного потолка присоединяются к РЕ-жиле питающего кабеля освещения у первого и последнего светильника.

Болт (винт, шпилька) заземления размещен на электротехническом изделии в безопасном, удобном для подключения заземляющего проводника и соответствующим образом маркированном месте. Сопротивление между болтом (винтом, шпилькой) и ОПЧ изделия не превышает 0,1 Ом.

Согласно пп.1.7.78 ПУЭ издание седьмое в электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, выполняется уравнивание потенциалов. Для выполнения основной системы уравнивания потенциалов все части, указанные в пп.1.7.82 ПУЭ седьмого издания, присоединяются к главной заземляющей шине при помощи специально проложенных проводников (пп.1.7.137 ПУЭ издание седьмое).

Согласно пп.1.7.120 ПУЭ, если здание имеет несколько обособленных вводов, главная заземляющая шина должна быть выполнена для каждого вводного устройства. В щитах 0,69 кВ и 0,4 кВ в качестве главной заземляющей шины используются шины РЕ. Все главные заземляющие шины должны соединяться между собой проводниками системы уравнивания потенциалов [4].

Подключения к ГЗШ выполняются по магистральной схеме с помощью ответвлений (технический циркуляр №6/2004 от 16.02.2004 и технический циркуляр №27/2009 от 1.02.2010 Ассоциации «Росэлектромонтаж»). При магистральной схеме ГЗШ выполняются в виде замкнутой магистрали уравнивания потенциалов, соединяемой с шиной РЕ вводного устройства. Эквивалентная проводимость магистрали - не менее половины эквивалентной проводимости РЕ-шины вводного устройства. Каждая проводящая часть присоединяется к магистрали отдельным ответвлением.

ГЗШ присоединяются к заземляющему устройству заземляющим проводником, независимым от проводников заземления нейтралей трансформаторов. Для ГЗШ, выполненной в виде магистрали, выполняется не менее четырех таких присоединений. Магистрали образуют замкнутые контуры по внутренним периметрам здания и прокладываются по стенам с учетом удобства присоединения оборудования на высоте 0,4 м от пола.

В качестве элементов базовой конструкции заземлителя здания водозабора в пределах здания в первую очередь используются металлоконструкции под оборудование и элементы кабельных конструкций, которые многократно соединены между собой и не менее чем в четырех местах присоединены к магистрали уравнивания потенциалов (заземления). Сечение используемых

стальных элементов не менее 200 мм².

Заземление оборудования КРУ-10 кВ осуществляется с помощью магистрали уравнивания потенциалов (заземления). Корпуса ячеек КРУ-10 кВ присоединяются к закладным металлоконструкциям под оборудование и соединяются между собой заземляющими проводниками (стальной полосой 4×25 мм). Связи между рядами ячеек КРУ и магистралью уравнивания потенциалов (заземления) выполняются с шагом не более 10 м. К магистрали уравнивания потенциалов (заземления) кратчайшим путем присоединяются: металлические корпуса или рамы электрооборудования, металлические корпуса распределительных устройств и электрощитов, шкафы и установки постоянного тока, пульты управления, панели приборов, корпуса электродвигателей, электрических аппаратов и трансформаторов.

Шкафы присоединяются к закладным металлоконструкциям (не менее 2-х точек для каждого шкафа). Закладные металлоконструкции связываются с магистралью уравнивания потенциалов с шагом не более 10 м. Закладные элементы соединяются между собой: по концам каждого ряда шкафов, внутри каждого ряда шкафов через 4 - 5 м, между рядами шкафов не менее чем в четырех точках.

Для выполнения системы заземления внутри шкафа создается эквипотенциальная плоскость. Такой эквипотенциальной плоскостью внутри шкафа (щита) служит монтажная панель, к которой присоединяются все корпуса устройств и отдельные крепежные элементы (например, «DIN-рейки»). Соединение с общей эквипотенциальной плоскостью выполняют при помощи гибкого медного проводника к специальной контактной точке (РЕ) элемента схемы и всех элементов корпуса шкафа (щита). Длина соединительных проводников должна быть не более 25 см.

Для защиты цепей ремонтного освещения используется сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) в сочетании с электрическим разделением цепей. В качестве источника питания применяется безопасный разделительный трансформатор в соответствии с ГОСТ 30030-93. Используются штепсельные

розетки без защитного контакта. Вилки и розетки СНН не допускают подключения к розеткам и вилкам других напряжений.

В групповых линиях, питающих штепсельные розетки, для дополнительной защиты от прямого прикосновения, применяются устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным током отключения при утечке 30 мА и более (пп.6.1.43, 7.1.79 ПУЭ издание седьмое). Кроме того, УЗО используется для защиты сетей переносного и передвижного электрооборудования. Классификация объектов по опасности ударов молнии для самого объекта и его окружения определяется в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 и РД34.21.122-2003. Объект «Поверхностный водозабор на р.Зея» в соответствии с таблицей 2.1 СО 153-34.21.122-2003 классифицируется как обычный объект (тип объекта-промышленные предприятия). Для водозабора принимается II уровень молниезащиты (LPL) и соответствующий ему уровень надежности защиты от прямых ударов молнии 0,95 по СО 153-34.21.122-2003, IEC 62305. Защита зданий (сооружений) обеспечивается путем применения системы защиты от молнии (LPS - Lightning Protection System). LPS состоит из внешних и внутренних систем защиты от молнии ГОСТ Р МЭК 62305.

Внешняя LPS включает в себя:

- систему токоотводов (безопасное отведение тока молнии в землю);
- систему заземления (рассеивание тока молнии в землю).

Внутренняя LPS включает в себя:

- систему уравнивания потенциалов (является важной мерой для уменьшения опасности возникновения пожара и взрыва, а также угрозы для жизни);
- электрическую изоляцию (зазор) от внешней LPS (при выполнении изолированной внешней LPS).

Согласно СО 153-34.21.122-2003 раздел 4 для защиты от вторичных воздействий молнии используется «зоновая концепция защиты», основными принципами которой являются:

– применение строительных конструкций с металлическими элементами (арматурой, каркасами, несущими элементами и т.п.), электрически связанными между собой и системой заземления, и образующими экранирующую среду для уменьшения воздействия внешних электромагнитных влияний внутри объекта (пп.4.3);

– наличие правильно выполненной системы заземления (пп.4.5) и уравнивания потенциалов (пп.4.4);

– деление объекта на условные защитные зоны (пп.4.2) согласно ГОСТ Р 51992-2011;

– соблюдение правил размещения защищаемого оборудования и подключенных к нему проводников относительно другого оборудования и проводников, способных вызвать опасные воздействия и наводки.

Для здания водозабора в соответствии с определенным классом принимается II уровень молниезащиты и соответствующая ему надежность защиты от ПУМ 0,95. Здания защищаются от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высокого потенциала.

Для зданий насосных 1-ого и 2-ого подъема защита от ударов молнии осуществляется установкой молниеприемной сетки, которая выполняется из стальной проволоки диаметром 8 мм. Сетка укладывается на кровлю сверху. Шаг сетки не более 6×6 м.

Выступающие над крышей металлические элементы (ограждение, трубы, шахты, вентиляционные устройства) должны быть присоединены к молниеприемной сетке.

Молниезащита блочно-комплектного здания БКТП обеспечивается четырьмя стержневыми молниеотводами высотой 5 м, установленными на крыше здания. От каждого стержневого молниеприемника выполняется по два токоотвода. Токоотводы выполняются из стальной полосы 5х40 мм и располагаются по периметру защищаемого объекта таким образом, чтобы среднее расстояние между ними было не больше 15 м.

По периметру здания прокладывается наружный контур из горизонтальных электродов на глубине не менее 0,7 м, в местах присоединения токоотводов приваривается по одному вертикальному электроду. Присоединение заземлителя внешней системы молниезащиты к ГЗШ (к магистрали уравнивания потенциалов) производится в наиболее удаленной точке от места присоединения к этому заземлителю токоотводов.

Для уменьшения влияния электромагнитных полей все металлические элементы зданий водозабора электрически объединяются и соединяются с системой молниезащиты.

Металлическая конструкция здания используется в качестве экрана. Экранная структура образуется стальными конструкциями крыши, стен, полов здания, а также сэндвич-панелями крыши и фасадов, профилированными элементами и опорными металлическими конструкциями фасада. Толщина металлических листов сэндвичпанелей составляет не менее 0,5 мм. Их электрическая непрерывность обеспечивается надежным соединением с использованием завинчивания или болтового крепления к опорным металлическим конструкциям. Создается электромагнитный экран внизу здания. Для этого арматура бетона внизу фундамента образует сетку с шагом не более 5 м, соединенную с каждой стальной колонной здания.

Прямое соединение в грунте арматуры бетона фундамента с наружным контуром заземления из оцинкованной стали не выполняется, так как это значительно увеличит риск возникновения коррозии.

Все входящие снаружи в здание проводники соединяются с системой молниезащиты. Выполняется уравнивание грозовых потенциалов в точке их входа в здание посредством прямого соединения или соединения через УЗП.

Присоединение внешней LPS (молниеприемников, токоотводов и соединяющих их горизонтальных поясов) непосредственно к магистрали уравнивания потенциалов аппаратной не допускается. Между внешней LPS и всеми проводящими частями, соединенными с магистралью уравнивания потенциалов контроллерной, обеспечивается необходимое безопасное

расстояние.

Для защиты зданий и сооружений молниезащиты от вторичных проявлений молнии должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- металлические корпуса всего оборудования и аппаратов, установленных в защищаемом здании (сооружении), присоединены к заземляющему устройству;

- внутри зданий между трубопроводами и другими протяженными металлическими конструкциями в местах их сближения на расстояние менее 10 см через каждые 30 м должны быть выполнены перемычки.

Защита от заноса высокого потенциала по подземным коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в здание или сооружение к заземляющему устройству. Защита от заноса высокого потенциала по внешним надземным коммуникациям выполняется путем их присоединения к заземляющему устройству на вводе в здание или сооружение и на ближайшей к вводу опоре коммуникации.

Защита от статического электричества для объекта «Поверхностный водозабор на реке Зeya» обеспечивается следующими мероприятиями:

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества;

- металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, кожухи термоизоляции трубопроводов и аппаратов, расположенные в сооружениях, а также на наружных установках представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах объекта присоединяется к общему контуру заземления не менее чем в двух точках.

Металлические кожухи термоизоляции трубопроводов и аппаратов заземляются через каждые 40-50 м.

Защита от электростатической индукции обеспечивается присоединением

всего оборудования и аппаратов, находящихся в зданиях, сооружениях и установках, к защитному заземлению.

Для защиты от электромагнитной индукции между трубопроводами и другими протяженными металлическими предметами (каркас сооружения, оболочки кабелей), проложенными внутри здания и сооружения, в местах их взаимного сближения на расстоянии 10 см и менее через каждые 20 м длины привариваются или припаиваются металлические перемычки, чтобы не допускать образование замкнутых контуров.

Схему заземления, молниезащиты и уравнивания потенциалов представлена в приложении 3.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Общие требования

Силовые шкафы РУ-10 кВ поставляются комплектно с микропроцессорными терминалами релейной защиты и автоматики.

Нормальная работа установок с НТП нарушается в основном из-за кратковременных провалов напряжения. Уменьшение продолжительности и глубины провалов напряжения достигается путем применения быстродействующих устройств РЗА и коммутационной аппаратуры. Устройства АВР определяют время прерывания питания потребителей с НТП при повреждении на одном из двух основных источников или на питающих линиях, поэтому их быстродействие играет важную роль.

Для вводного выключателя 10 кВ предусмотрены:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий в ячейках РУ (ЗДЗ).

Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

Защита от дуговых замыканий выполняется с использованием оптических датчиков с контролем срабатывания токовой защиты:

- время срабатывания датчика дугового замыкания не более 0,05 с;
- время ликвидации дугового замыкания не более 0,2 с;
- контроль тока КЗ осуществляется органом тока МТЗ. На секционных выключателях 10 кВ предусмотрены:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ).

Для защиты трансформаторов 10/0,69(0,4) кВ предусмотрены:

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий в ячейках РУ (ЗДЗ);
- защита от перегрузки (ЗП);
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- защита от замыканий на землю в сети 10 кВ;
- токовая защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нейтрали 0,4 кВ трансформатора.

Трансформаторы оснащены системой тепловой защиты. Защита выполняется с двумя ступенями срабатывания:

- первая – предупредительная о превышении температуры обмоток трансформатора, действующая в систему сигнализации;
- вторая – аварийная, действующая на отключение силового трансформатора со стороны ВН и НН.

РУ-10 кВ предусматривается с двумя секциями шин, с секционным выключателем между ними с БАВР двустороннего действия. Устройство БАВР предназначено для работы в РУ-10 кВ, имеющих две секции шин с двумя рабочими вводами и секционным выключателем для быстросрабатывающего включения резервного питания на распределительной сети 10 кВ, а также для возврата к нормальному режиму (ВНР) после включения резервного питания. При различных аварийных ситуациях в энергосистемах, как при исчезновении питания от основного источника, так и при возникновении всех видов повреждений в цепях питающей линии.

Защита в сети 0,69 кВ и 0,4 кВ предусмотрена при помощи автоматических выключателей с электронным или комбинированным расцепителем.

Защита во вторичных щитах предусмотрена автоматическими выключателями с комбинированными расцепителями и расцепителями, реагирующими на дифференциальный ток.

Выбор всех распределительных устройств и автоматических выключателей выполнен с учетом рабочих токов и токов короткого замыкания.

Рассматриваемый участок электрической сети должен быть укомплектован устройствами релейной защиты в следующем объеме:

1. Ячейки ВН КРУ-10 кВ ввода от ПАРН (микропроцессорное устройство МУ РЗА):

- логическая защита шин;
- максимальная токовая защита;
- защита от дуговых замыканий;
- УРОВ;
- защита минимального напряжения;
- БАВР;
- ДЗЛ;

2. Ячейка СН КРУ-10 кВ (МУ РЗА):

- логическая защита шин;
- максимальная токовая защита;
- защита от дуговых замыканий;
- УРОВ;
- БАВР;

3. Ячейки КРУ-10 кВ к Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 (МУ РЗА):

- защита от перегрузки (на сигнал);
- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю ненаправленная;
- защита от дуговых замыканий;
- УРОВ;

4. Ячейки резерв (МУ РЗА):

- защита от перегрузки (на сигнал);
- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю ненаправленная;
- защита от дуговых замыканий;
- УРОВ;

5. РУ-0,69 кВ ввод от Т-1, Т-2 2500 кВА:

- защита от коротких замыканий на землю с отключением ячеек к Т-1, Т-2;
- автоматический выключатель с электронным расцепителем и регулируемые уставками по току и времени срабатывания в зависимой и независимой частях характеристики;

6. РУ-0,4 кВ ввод от Т-3, Т-4 1000 кВА:

- защита от коротких замыканий на землю с отключением ячеек к Т-3, Т-4;
- автоматический выключатель с электронным расцепителем и регулируемые уставками по току и времени срабатывания в зависимой и независимой частях характеристики.

8.2 Принципы расчёта уставок защит

8.2.1 Максимальная токовая защита

Несрабатывание максимальной токовой защиты (МТЗ) защищаемых элементов при внешних КЗ обеспечиваются за счёт выдержки времени срабатывания. Несрабатывание в режимах без повреждений – выбором тока срабатывания $I_{сз}$.

$$I_{сз} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.макс}; \quad (69)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (принимается равным 1,1 для

микропроцессорных устройств защиты);

k_v – коэффициент возврата (принимается равным 0,96 для микропроцессорных устройств защиты);

$k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток защищаемого элемента.

Несрабатывания в режимах без повреждений, при согласовании с МТЗ нижестоящих защит:

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз.макс.пред.}n} + \sum I_{\text{раб.макс}(N-n)}); \quad (70)$$

где $k_{\text{нс}}$ – коэффициент надежности согласования (принимается равным 1,05 – 1,1 для микропроцессорных устройств защиты);

$I_{\text{сз.макс.пред.}n}$ – максимальное значение МТЗ одного из предыдущих присоединений;

$\sum I_{\text{раб.макс}(N-n)}$ – сумма максимальных рабочих токов остальных предыдущих присоединений.

Время срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от МТЗ смежных элементов:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз см.макс}} + \Delta t; \quad (71)$$

где $t_{\text{сз см.макс}}$ – максимальное время срабатывания МТЗ смежных элементов;

$\Delta t = 0,3$ – ступень выдержки времени.

Эффективность функционирования МТЗ при внутренних повреждениях оценивается коэффициентом чувствительности. Коэффициент чувствительности определяется при коротком замыкании в минимальном режиме в конце защищаемой зоны (не менее 1,5) и в конце смежных элементов (около 1,25).

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{сз}}}; \quad (72)$$

где $I_{\text{к.мин}}$ – ток в защите при двухфазном коротком замыкании в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы энергосистемы.

8.2.2 Токовая отсечка

Несрабатывание защиты при КЗ на смежных элементах обеспечивается выбором тока (мгновенная токовая отсечка) и времени срабатывания (токовая отсечка с выдержкой времени). Ток срабатывания отсечки отстраивается:

- от максимального тока КЗ в конце защищаемого элемента:

$$I_{\text{с0}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс}}; \quad (73)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (принимается равным 1,05 – 1,2 для микропроцессорных устройств защиты);

$I_{\text{к.макс}}$ – ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме.

- от броска тока намагничивания защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{с0}} \geq k_{\text{отс.бр}} \cdot I_{\text{ном.тр}}; \quad (74)$$

где $k_{\text{отс.бр}}$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания трансформатора (принимается равным 3 – 4);

$I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора.

В терминале защит ввести блокировку по второй гармонике.

Эффективность ТО определяется при коротких замыканиях вблизи места установки защиты и оценивается коэффициентом чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{сз}}}; \quad (75)$$

- для ТО силовых трансформаторов, используемой в качестве основной защиты (не менее 2, при минимальном значении тока КЗ);

- для ТО (в том числе с выдержкой времени) линий электропередач, используемой в качестве дополнительной защиты (около 1,2, при наиболее благоприятном значении тока КЗ).

$$I_{\text{СЗП}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (76)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (принимается равным 1,05 для сухих трансформаторов);

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата. Время срабатывания ЗП выбирается в пределах 7-10 с.

8.2.3 Логическая защита шин

Логическая защита шин (ЛЗШ) представляет собой ступень максимальной токовой защиты ввода и секционного выключателя, ток срабатывания которой выбирается:

- по согласованию с МТЗ нижестоящих защит:

$$I_{\text{СЗ}} \geq k_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{СЗ.макс.пред.}n} + \sum I_{\text{раб.макс}(N-n)}); \quad (77)$$

- из необходимости обеспечения коэффициента чувствительности 1,5 - 2 при минимальном токе КЗ на шинах:

$$I_{\text{СЗ}} \leq \frac{I_{\text{к.мин}}}{k_{\text{ч.норм}}}; \quad (78)$$

Несрабатывание защиты при КЗ на присоединениях обеспечивается блокировкой ступени при пуске МТЗ отходящих от шин фидеров.

Время срабатывания ЛЗШ принимается в пределах 0,1-0,5 с.

Защита от замыканий на землю

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{CЗ} \geq k_n \cdot k_{бр} \cdot I_{емк.соб}; \quad (79)$$

где $k_n = 1,2$ - коэффициент надежности;

$k_{бр}$ - коэффициент броска, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$I_{емк.соб}$ – собственный емкостный ток защищаемой сети, определяется по справочным данным, для кабельных линий рассматриваемого участка сети 10 кВ, результаты расчета приведены в таблице 21 настоящей работы.

Таблица 21 - Результаты расчета емкостных токов КЛ 10 кВ

Кабельная линия	Сечение кабеля	L, км	$I_{емк.уд}$, А/км	$I_{емк.кл}$, А
КРУ-10 кВ – Т 1(Т-2) 2500 кВА ПвКаП2Г 3х70/16	70	0,02	1,40	0,028
КРУ-10 кВ – Т 3(Т-4) 1000 кВА ПвКаП2Г 3х70/16	50	0,02	1,25	0,025

Проверка чувствительности однофазного замыкания на землю осуществляется по условию:

$$I_{CЗ.макс} \leq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot R_N}; \quad (80)$$

В соответствии с п. 3.2.96 и п. 3.2.97 ПУЭ раздела однофазного замыкания на землю, выполняется в виде селективной защиты, действующей на отключение.

8.2.4 Защита от дуговых замыканий

Дуговые замыкания в ячейках КРУ-10 кВ определяются специальным устройством дуговой защиты с помощью установленных оптических датчиков в

отсеках шин, выключателей, кабельных вводов. Для предотвращения ложного срабатывания ЗДЗ вводится подтверждение наличия дуговых замыканий по току.

Для подтверждения ЗДЗ ОЛ к Т-1, Т-3 должны приходить пуски МТЗ от ВВ1 и СВ, для подтверждения ЗДЗ ОЛ к Т-2, Т-4 должны приходить пуски МТЗ от ВВ2 и СВ, для подтверждения ЗДЗ СВ должны приходить пуски МТЗ от ВВ.

8.2.5 Устройство резервирования отказа выключателя

Присоединение устройства резервирования отказа выключателя действует на отключение вышестоящих выключателей (секции, ввода) при отказе срабатывания собственного выключателя присоединения по команде релейной защиты. УРОВ СВ действует на отключение вышестоящего выключателя (ВВ) при отказе срабатывания выключателя СВ по команде релейной защиты. Уставка по току срабатывания УРОВ принимается равной:

$$I_{\text{УРОВ}} = (0,1 \div 0,2) \cdot I_{\text{ном.ТТ}}; \quad (81)$$

где $I_{\text{ном.ТТ}}$ – номинальный первичный ток трансформаторов тока присоединения, А.

Время срабатывания УРОВ принимается 0,1 – 0,2 с.

Защита от однофазных КЗ Защита выполняется с помощью трансформатора тока, устанавливаемого в нейтраль силового трансформатора.

Согласно ГОСТ 11677-85, п.3.9.6 ток небаланса в нейтрали трансформатора на стороне НН с группой соединения обмоток D/Ун не должен на длительное время превышать уровень:

$$I_{\text{нб}} \leq 0,75 \cdot I_{\text{н.т}}; \quad (82)$$

Ток небаланса в нейтрали трансформаторов Т-1, Т-2 не должен превышать уровень: $I_{\text{нб}} \leq 0,75 \cdot 2005 = 1504 \text{ А}$, $I_{\text{сз.ТЗНП}} = 1500 \text{ А}$.

Ток небаланса в нейтрали трансформаторов Т-3, Т-4 не должен превышать уровень: $I_{\text{нб}} \leq 0,75 \cdot 1718 = 1289 \text{ А}$, $I_{\text{сз.ТЗНП}} = 1000 \text{ А}$.

Проверка чувствительности осуществляется по условию:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}}{I_{\text{сз.ТЗНП}}}; \quad (83)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ через переходные сопротивления на шинах РУНН-0,69 (0,4) кВ.

Коэффициент чувствительности ТЗНП Т-1, Т-2: $K_{\text{ч}} = \frac{11050}{1500} = 7,4$

Коэффициент чувствительности ТЗНП Т-3, Т-4: $K_{\text{ч}} = \frac{17193}{1000} = 17,2$

8.2.6 Быстродействующий автоматический ввод резерва

Угол максимальной чувствительности в реле направления мощности (РНМ) $\varphi_{\text{мч}} = -45^\circ$.

Угол пуска БАВР $\varphi_{\text{пуск}} = 15^\circ$.

Уставка по напряжению срабатывания БАВР принимается $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$.

Дифференциальная защита линии (ДЗЛ).

8.3 Расчет уставок защит

Расчет уставок для МП РЗА для БКТП по вышеперечисленным формулам сведен в таблицу 22.

Таблица 22 - Расчёта уставок МП РЗА для БКТП.

Присоединение	Тип защиты	Условие выбора	Расчёт	Принятое значение
ВВ 10кВ	МТЗ	По согласованию с нижестоящей МТЗ $I_{\text{сз.ниж}} = 400\text{А}$	$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \cdot (400 + 108) = 558,8$	$I_{\text{сз}} = 560 \text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 1,3\text{с}$
ВВ 10 кВ	МТЗ	По чувств. к КЗ на шинах $I_{\text{к}} = 723\text{А}$	$I_{\text{сз}} \leq \frac{723}{1,5} = 482\text{А}$	$I_{\text{сз}} = 480 \text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 1,3\text{с}$
	ЛЗШ	По уставке МТЗ	-	$I_{\text{сз}} = 440 \text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 0,1\text{с}$
	УРОВ	$I_{\text{ном.ТТ}} = 400\text{А}$	$I_{\text{уров}} = 0,1 \cdot 400 = 40\text{А}$	Приём сигнала УРОВ и присоединений и СВ

Продолжение таблицы 22

ВВ 10 кВ	ЗДЗ	По уставке МТЗ	-	$I_{C3} = 440 \text{ A}$
СВ 10кВ	МТЗ	По согласованию с нижестоящей МТЗ $I_{C3.ниж} = 310\text{A}$	$I_{C3} \geq 1,1 \cdot (400 + 108) = 558,8$	$I_{C3} = 400 \text{ A}$ $t_{C3} = 1,0\text{c}$
	ЛЗШ	По уставке МТЗ	-	$I_{C3} = 400 \text{ A}$ $t_{C3} = 1,0\text{c}$
	УРОВ	$I_{ном.ТТ} = 400\text{A}$	$I_{уров} = 0,1 \cdot 400 = 40\text{A}$	$I_{C3} = 40 \text{ A}$ $t_{C3} = 0,2\text{c}$ Приём сигнала УРОВ присоединений
	ЗДЗ	По уставке МТЗ	-	$I_{C3} = 400 \text{ A}$
ОЛ к Т-1, Т-2 2500 кВА	МТЗ	По согласованию с нижестоящей МТЗ $I_{C3.ниж} = 280\text{A}$	$I_{C3} \geq 1,1 \cdot 280 = 308\text{A}$	$I_{C3} = 310 \text{ A}$ $t_{C3} = 0,7\text{c}$
		По режиму работы	$I_{C3} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,5 \cdot 144,3 = 248\text{A}$	$I_{C3} = 250 \text{ A}$ $t_{C3} = 0,7\text{c}$
	ТО	$I_{к.макс} = 1286\text{A}$ (РУ-0,4 кВ) $k_{отс.бр} = 6$ (БНТ)	$I_{C0} \geq 1,1 \cdot 1286 = 1414,6\text{A}$ $I_{C0} \geq 6 \cdot 144,3 = 865,8\text{A}$	$I_{C0} = 1420 \text{ A}$ $t_{C0} = 0\text{c}$
		По чувств. к КЗ на шинах $I_k = 723\text{A}$	$I_{C3} \leq \frac{723}{2} = 361,5\text{A}$	$I_{C0} = 360 \text{ A}$ $t_{C0} = 0\text{c}$ $U_{C0} = 1600 \text{ В}$
ОЛ к Т-1, Т-2 2500 кВА	ЗП	$I_{раб.макс} = 144\text{A}$ (для тр-ра)	$I_{C3} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 144 = 159,2$	$I_{C3} = 160 \text{ A}$ $t_{C3} = 10\text{c}$ На сигнал
	ОЗЗ	$I_{емк.соб} = 0,06\text{A}$ Проверка по чувств. $K_{ч} = 2\text{A}$ $R_N = 30 \text{ Ом}$	$I_{C33} \geq 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,028 = 0,05\text{A}$ $I_{C33} \leq \frac{10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 30} = 96,23\text{A}$	$I_{C3} = 2 \text{ A}$ $t_{C3} = 0\text{c}$
ОЛ к Т-1, Т-2 2500 кВА	УРОВ	$I_{ном.ТТ} = 200\text{A}$	$I_{уров} = 0,1 \cdot 200 = 20\text{A}$	$I_{C3} = 20 \text{ A}$ $t_{C3} = 0,2\text{c}$
	ЗДЗ	По уставке МТЗ	-	$I_{C3} = 310 \text{ A}$

Продолжение таблицы 22

ОЛ к Т-3, Т-4 1000 кВА	МТЗ	По согласованию с нижестоящей защитой (РУ-0,4 кВ) $I_{\text{сз.ниж}} = 265\text{А}$	$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \cdot 265 = 291,5\text{А}$	$I_{\text{сз}} = 300\text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 0,7\text{с}$
		По режиму работы	$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,5 \cdot 72 = 123,8$	$I_{\text{сз}} = 135\text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 0,7\text{с}$
	ТО	$I_{\text{к.макс}} = 756\text{А}$ (РУ-0,4 кВ) $k_{\text{отс.бр}} = 6$ (БНТ)	$I_{\text{с0}} \geq 1,1 \cdot 756 = 831,6\text{А}$ $I_{\text{с0}} \geq 6 \cdot 72 = 432\text{А}$	$I_{\text{с0}} = 840\text{ А}$ $t_{\text{с0}} = 0\text{с}$ $\text{ICO} = 472,4$
		По чувств. к КЗ на шинах $I_{\text{к}} = 723\text{А}$	$I_{\text{сз}} \leq \frac{723}{2} = 361,5\text{А}$	$I_{\text{с0}} = 360\text{ А}$ $t_{\text{с0}} = 0\text{с}$ $U_{\text{с0}} = 2000\text{ В}$
	ЗП	$I_{\text{раб.макс}} = 72\text{А}$ (для тр-ра)	$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 72 = 79,6\text{А}$	$I_{\text{сз}} = 79,5\text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 10\text{с}$ На сигнал
	ОЗЗ	$I_{\text{емк.соб}} = 0,04\text{А}$ Проверка по чувств. $K_{\text{ч}} = 2\text{А}$ $R_{\text{N}} = 30\text{ Ом}$	$I_{\text{сзз}} \geq 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,025 = 0,05\text{А}$ $I_{\text{сзз}} \leq \frac{10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 30} = 96,23\text{А}$	$I_{\text{сз}} = 2\text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 0\text{с}$
	УРОВ	$I_{\text{ном.тт}} = 150\text{А}$	$I_{\text{уров}} = 0,1 \cdot 150 = 15\text{А}$	$I_{\text{сз}} = 15\text{ А}$ $t_{\text{сз}} = 0,2\text{с}$
	ЗДЗ	По уставке МТЗ	-	$I_{\text{сз}} = 300\text{ А}$

Рассчитаем коэффициенты чувствительности защит и сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Коэффициенты чувствительности защит.

Присоединение	Тип защиты	Расчётный ток КЗ	Расчёт $K_{\text{ч}}$
ВН	МТЗ	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{723}{480} = 1,5$
СН	МТЗ	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{723}{400} = 1,8$
Т-1, Т-2	МТЗ	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{350}{310} = 1,5$
	ТО	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{723}{360} = 2$
Т-3, Т-4	МТЗ	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{562}{300} = 1,9$
	ТО	723 А мин. ТКЗ на шинах РУ-10 кВ	$K_{\text{ч}} = \frac{723}{360} = 2$

9 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Проектирование электроснабжения объекта «Водозабор на реке Зея» предусматривает надежность электроснабжения и качество электроэнергии, устанавливаемое ПУЭ издание седьмое и ГОСТ 32144-2013.

На объекте «Водозабор на реке Зея» предусматривается непрерывный технологический процесс (НТП). Практика эксплуатации подобных производств показала, что их нормальная работа серьезно нарушается в основном из-за кратковременных провалов напряжения (ПН) в системах электроснабжения (СЭС). Основной принцип обеспечения бесперебойности НТП состоит в создании таких условий, при которых перерыв в нормальном электроснабжении электроприемников меньше того перерыва, который максимально допустим по условиям бесперебойности НТП.

При определении допустимых длительностей ПН следует учитывать реальные скорости изменения параметров технологического процесса, определяемые механической и тепловой инерцией рабочих компонентов и механизмов.

Бесперебойность НТП обеспечивается снижением чувствительности НТП к воздействию ПН и уменьшением длительности ПН, а также глубины снижения напряжения.

Для снижения чувствительности НТП к ПН предусматривается:

- предотвращение излишних срабатываний тех устройств технологической автоматики и защит двигателей, которые при ПН воздействуют на отключение электроприемников, путем использования выдержек времени, обеспечивающих задержку на отключение двигателей, необходимую по условиям их самозапусков и допустимую для НТП;

- предотвращение излишних отключений коммутационных аппаратов при глубоких снижениях напряжения в сетях ниже 1 кВ.

Для уменьшения длительности ПН и глубины снижения напряжения предусматривается:

- использование устройств РЗА с максимальным быстродействием для ускорения отключения поврежденного элемента системы электроснабжения (СЭС);

- обеспечение такой последовательности пусков различных групп двигателей, при которой восстановление нормальной работы двигателей происходит в допустимое время и при достаточно высоких напряжениях;

- предусматривается для РУ-10 кВ устройство быстродействующего АВР (БАВР) со временем срабатывания не более 110 мс.

Для сокращения числа ПН предусматривается:

- сведение к минимуму открыто установленного оборудования;
- применение быстродействующих устройств РЗА и коммутационной аппаратуры.

Категорирование по надежности электроснабжения согласно ПУЭ издание седьмое производится только на уровне электроприемника.

Для снижения размахов колебания напряжения устанавливаются быстродействующие источники реактивной мощности. Одним из условий выбора конденсаторных установок является исключение резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

Несимметричные режимы токов и напряжений снижаются равномерным распределением однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам.

Для защиты от импульсных перенапряжений устанавливаются специальные устройства (ограничители импульсных перенапряжений, разрядники).

В электроустановках низкого напряжения объекта «Поверхностный водозабор на реке Зeya» применяется система TN-S. Разделение PEN проводника на PE- и N-проводники выполняется сразу за трансформатором тока. Трансформатор тока размещается как можно ближе к выводу нейтрали силового

трансформатора.

Показатели качества электроэнергии:

- напряжение - $10000 \text{ В} \pm 5 \%$;
- напряжение - $400/230 \text{ В} \pm 5 \%$;
- частота $50 \text{ Гц} \pm 0,2 \text{ Гц}$.

10 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

В рыночной системе ключевым фактором устойчивого финансового положения компании является продуктивное размещение капитала в различные инвестиционные начинания. Инвестиционный проект, в свою очередь, представляет собой всесторонне разработанный план по организации производства с целью получения прибыли.

Целью данного раздела является расчет капиталовложений в проектирование БКТП и включающую в себя электрическую сеть 0,4; 0,69 и 10 кВ.

10.1 Расчет капиталовложений

Расчет капиталовложений осуществляется по минимуму среднетоковых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + И; \quad (84)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$).

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$И$ – издержки.

Реализация энергетических проектов неизбежно сопряжена с использованием различных ресурсов, включая материальные, трудовые и финансовые средства. Общий объем этих ресурсов, необходимых для проведения работ, обычно именуется капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma i} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{БКТП}} + K_{\text{ПАРН}} + K_{\text{КЛ}}; \quad (85)$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, тыс. руб.;

$K_{\text{БКТП}}$ – капиталовложения на сооружение БКТП, тыс. руб.;

$K_{\text{ПАРН}}$ – капиталовложения на сооружение ПАРН, тыс. руб.;

$K_{\text{КЛ}}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

10.1.1 Капиталовложения на сооружение ЛЭП 10 кВ

Капиталовложения на сооружение ЛЭП напряжением 10 кВ определяются по формуле (тыс.руб.):

$$K_{\text{ЛЭП}} = \sum (K_0 \cdot L_{\text{ЛЭП}}) \cdot K_{\text{инф}}; \quad (86)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ЛЭП;

$L_{\text{ЛЭП}}$ – длина участка ЛЭП;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции.

$$\sum K_{\text{ЛЭП}} = 388983,57 \text{ тыс. руб.}$$

10.1.2 Капиталовложения на сооружения БКТП

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку [3].

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле (тыс.руб.):

$$K_{\text{БКТП}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{КРУ}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ЭУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{инф}}; \quad (87)$$

где $K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{КРУ}}$ - капиталовложения в КРУ;

$K_{\text{КУ}}$ - капиталовложения в компенсирующие устройства;

$K_{\text{ЭУ}}$ - капиталовложения в электрические устройства;

$K_{\text{ПОСТ}}$ - постоянная часть затрат на строительство БКТП;

$$K_{\text{БКТП}} = 389574,78 \text{ тыс. руб.}$$

10.1.3 Капиталовложения на сооружения ПАРН

В капитальные вложения на сооружение пункта автоматического регулирования напряжения входят составляющие капиталовложения на сооружение БКТП.

Капиталовложения на сооружение ПАРН определяется следующей формулой:

$$K_{\text{ПАРН}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{ЭУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}}; \quad (88)$$

$$K_{\text{ПАРН}} = 167632,93 \text{ тыс. руб.}$$

10.1.4 Капиталовложения на сооружение КЛ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий определяются формулой (тыс.руб.):

$$K_{\text{КЛ}} = K_0 \cdot L \cdot K_{\text{района}} \cdot n_{\text{цеп}}; \quad (89)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км;

L - длина трассы, км;

$K_{\text{района}}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{\text{района}} = 1,2$);

$n_{\text{цеп}}$ – количество цепей в линии.

$$K_{\text{КЛ+РУ}} = 335489,26 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Капиталовложения на сооружение

Объект:	Сумма, тыс.руб
ЛЭП	388 983,57
БКТП	389 574,78
ПАРН	167 632,93
КЛ + РУ насосных	335 489,26
Итого	1281677,54

10.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам.}i}; \quad (90)$$

Где $\alpha_{\text{ам.}i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам.}i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}; \quad (91)$$

Где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для объектов энергетики принимаем $T_{\text{сл}} = 25$ лет.

$$\alpha_{\text{ам.}i} = \frac{1}{25} = 0,04$$

Отсюда по формуле (Н) получаем следующие значения амортизационных отчислений:

$$И_{ам} = 1281677,54 \cdot 0,04 = 51\,267,1 \text{ тыс. руб}$$

10.3 Расчет эксплуатационных затрат

Любой рабочий элемент обладает такими характеристиками как старение и износ. Эти характеристики непосредственно связаны с вероятностью отказа этого элемента.

Отказ элемента в электрической системе может привести к недоотпуску электрической энергии, что приводит к появлению дополнительных затрат. Для предотвращения таких последствий разработан комплекс профилактических и предупредительных мер по поддержанию оборудования в нормальном эксплуатационном состоянии. В результате этого появляются дополнительные затраты, которые называют эксплуатационными издержками, которые рассчитываются по следующей формуле:

$$И = И_{ам} + И_{р.о.} + И_{\Delta W}; \quad (92)$$

где $И_{ам}$ – издержки на эксплуатацию;

$И_{р.о.}$ – издержки на ремонт и обслуживание оборудования;

$И_{\Delta W}$ – издержки на потери электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$И_{р.о.} = И_{р.о.БКТП} = \alpha_{р.о.БКТП} \cdot К_{БКТП}; \quad (93)$$

где $\alpha_{р.о.БКТП}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций. Для КЛ и ЛЭП $\alpha_{р.о.} = 0,004$, для БКТП и ПАРН $\alpha_{р.о.} = 0,037$.

Согласно справочным данным нормативы принимаются равными 3,7%.

Подставляя в формулу (83) все известные значения получаем:

$$I_{p.o.БКТП} = 0,037 \cdot 389\,574,78 = 14\,414,2 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{p.o.ПАРН} = 0,037 \cdot 167\,632,93 = 6\,202,42 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{p.o.ЛЭП} = 0,004 \cdot 388\,983,57 = 1\,555,9 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{p.o.КЛ} = 0,004 \cdot 335\,489,26 = 1\,341,96 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{p.o.} = I_{p.o.БКТП} + I_{p.o.ПАРН} + I_{p.o.ЛЭП} + I_{p.o.КЛ} = 23\,514,48 \text{ тыс. руб}$$

10.3.1 Расчет потерь электроэнергии

Издержки на потери электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (94)$$

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потери электроэнергии в сети;

Стоимость удельных потерь принимается согласно установленных тарифов электросетевой организаций. В нашем случае согласно информации от ведущего инженера отдела управления энергоресурсами, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 3,64 \text{ руб./}(кВт \cdot ч)$$

Потери в ЛЭП определяется по формуле:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л \quad (95)$$

где T_3, T_L – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов);

$P_{\text{эф}}^3, P_{\text{эф}}^L$ – потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно, кВт;

$Q_{\text{эф}}^3, Q_{\text{эф}}^L$ – потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно, кВАр;

$R_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление линии, Ом.

Потери энергии в ЛЭП составляют:

$$\Delta W = 22425 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^L)^2 + (Q_{\text{эф}}^L)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_L + n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}}; \quad (96)$$

$P_{\text{эф}}^3, P_{\text{эф}}^L$ – потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно (нагрузка), кВт;

$Q_{\text{эф}}^3, Q_{\text{эф}}^L$ – потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно (нагрузка), кВАр;

$R_{\text{ТР}}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_{\text{Г}}$ – количество часов в году (8760 часов).

Произведем расчет на примере трансформаторов Т1 и Т2 10/0,69 кВ с мощностью 2500кВА.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 352,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии в кабельных линиях (КЛ) и широпроводах (ШП)

определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{ШП}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p; \quad (97)$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p; \quad (98)$$

где I_p – рабочий ток, текущий по ШП и КЛ, кА;

r – сопротивление ШП и КЛ, Ом;

l – длина ШП и КЛ соответственно, м;

T_p – время работы цеха, $T_p = 8760$ ч/год.

Произведем расчет на примере ШП 1 (Идущий от трансформатора 10/0,69 кВ до РУ 0,69 кВ):

$$\Delta W_{\text{ШП}} = 3 \cdot 1,353^2 \cdot 0,2 \cdot 1,7 \cdot 8760 = 1635,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Тогда издержки стоимости потерь электроэнергии будут равны:

$$И_{\Delta W} = 24413,08 \cdot 3,64 \cdot 10^{-3} = 188,86 \text{ тыс.руб./год}.$$

$$\Sigma И = 212374,48 \text{ тыс.руб./год}.$$

$$З = (0,1 \cdot 1281677,54) + 212374,48 = 340542,234 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + И_{AM}}; \quad (99)$$

где K - капитальные вложения, тыс.руб;

P_q - чистая прибыль, тыс.руб;

I_{AM} - амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_q = O - I_{\Sigma} - H. \quad (100)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

I_{Σ} - издержки, тыс.руб;

H - налог на прибыль. На 2024 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}. \quad (101)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, кВт·ч;

$T_{пер}$ - тариф на передачу электроэнергии составляет 3,5руб./кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max}; \quad (102)$$

$$W_{ПО} = 3174 \cdot 8760 = 27804240 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Далее по формуле (101) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, тыс. руб:

$$O = 27804240 \cdot 3,64 = 101207433,6$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, в тыс.руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}); \quad (103)$$

$$H = 0,2 \cdot (101207433,6 - 212374,48) = 20199011,924$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (100), в тыс. руб.:

$$\Pi_{\text{ч}} = 101207433,6 - 212374,48 - 20199011,924 = 80796047,2$$

Далее находим срок окупаемости по формуле (99), в годах:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1281677540}{80796047,2 + 212374,48} = 15 \text{ лет.}$$

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Любые действия, касающиеся технического обслуживания электрических установок, манипуляций с коммутационными аппаратами, а также осуществления строительных, сборочных, пусконаладочных, ремонтных процедур, проверок и контрольных замеров, должны неукоснительно соответствовать Межотраслевым правилам охраны труда при эксплуатации электрооборудования и учитывать положения прочей нормативной документации, стандартов и инструктивных материалов. До начала проведения каких-либо работ необходимо реализовать комплекс мер организационного и технического характера.

К организационным мерам, гарантирующим безопасность при проведении работ в электроустановках, относятся: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место и окончания работы [5].

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

Произведены необходимые отключения (отсоединения) и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

Наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

Вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие

части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

11.1.1 Техника безопасности при эксплуатации БКТП

Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования может проводить:

Работник из числа оперативного персонала, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, осуществляющий оперативное обслуживание данной электроустановки, находящийся на дежурстве.

Работник из числа административно-технического персонала, на которого возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках. Требования к группам по электробезопасности:

группа V — при эксплуатации электроустановки напряжением выше 1000 В;

группа IV — при эксплуатации электроустановки напряжением до 1000 В.

При осуществлении единоличного осмотра запрещено пересекать защитные барьеры и входить внутрь камер закрытых распределительных устройств (ЗРУ) напряжением 6-10 кВ, не оборудованных барьерами безопасности. Осмотр следует проводить с порога камеры или с позиции перед барьером. В случае необходимости детального осмотра, вход в камеру РУ 6-10 кВ за защитные ограждения допускается только в присутствии второго лица, имеющего квалификационную группу III или выше, при условии соблюдения безопасного расстояния не менее 0,7 метра между осматривающим и токоведущими элементами. Осмотр комплектных трансформаторных подстанций (КТП) производится исключительно через открытые двери, без проникновения внутрь. При проведении единоличного осмотра выполнение каких-либо работ внутри РУ 6-10 кВ строго запрещено.

Оперативные переключения разъединителей и выключателей нагрузки могут быть выполнены единолично персоналом, обслуживающим трансформаторные подстанции (ТП), при наличии квалификационной группы не ниже IV. При этом обязательно использование изолирующих средств защиты,

блокировки привода замком и размещение предупреждающих плакатов. Для обеспечения безопасности работы на ТП применяются как общие, так и специальные средства защиты.

К общим средствам защиты относятся стационарные конструктивные элементы электроустановок, такие как изоляция электрооборудования, заземление металлических конструкций, защитные ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные механизмы, а также стационарные складные лестницы на мачтовых трансформаторных подстанциях (МТП).

Изолирующие электрозащитные средства (ИЭС), используемые в электроустановках, предназначены для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. ИЭС делятся на основные и дополнительные, а также по классу напряжения – до 1000 В и выше 1000 В.

К основным относят изолирующие электрозащитные средства, у которых изоляция долгое время способна выдерживать рабочее напряжение сети и с помощью которых разрешено производить работы под напряжением на токоведущих частях.

Дополнительные – изолирующие электрозащитные средства, которые не защищают человека от поражения электрическим током, но являются дополнением к основным. Также они предназначены для защиты работника от шагового напряжения и напряжения прикосновения. Основные СИЗ до 1000 В являются дополнительными для ЭУ с напряжением выше 1000 В.

Виды и типы изолирующих средств приведены в таблице 25.

Применение допускается исключительно проверенных и сертифицированных средств индивидуальной защиты и специализированных устройств. Обязательным этапом перед началом любых операций является тщательный осмотр и проверка их состояния.

Таблица 25 – Изолирующие электрозащитные средства (ИЭС).

Электрозащитные средства	До 1000 В	Свыше 1000 В
Основные	изолирующие штанги, клещи; указатели низкого напряжения; электроизмерительные клещи; диэлектрические перчатки; ручной инструмент (изолирующий)	изолирующие штанги всех видов, клещи; указатели напряжения; электроизмерительные клещи; устройства для создания безопасных условий труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках
Дополнительные	диэлектрические галоши, коврик, подставка; изолирующие колпаки, покрытия и накладки; штанги для выравнивания и переноса потенциала; изолирующие стеклопластиковые (диэлектрические) стремянки и приставные лестницы	диэлектрические перчатки, боты, коврик; изолирующая подставка, колпаки и накладки; штанги для выравнивания и переноса потенциала; изолирующие стеклопластиковые (диэлектрические) стремянки и приставные лестницы

В целях обеспечения безопасного выполнения работ на трансформаторных подстанциях (ТП) предусмотрено деление операций на четыре группы, определяемые уровнем остаточного напряжения:

- Первая группа включает работы, проводимые при полном снятии напряжения. Вторая группа охватывает работы, выполняемые при частичном отсутствии напряжения. Под третьей группой понимается деятельность,

осуществляемая в непосредственной близости от элементов, находящихся под электрическим потенциалом, или непосредственно на них без отключения напряжения. И наконец, к четвертой группе относятся действия, осуществляемые при отсутствии непосредственного контакта с компонентами, находящимися под напряжением, и на безопасном удалении от них.

11.2 Расчет системы искусственного освещения

Расчет производится методом коэффициента использования светового потока системы общего искусственного освещения производственного помещения длиной А, шириной В, высотой Н. В качестве источника света использовать светодиодные светильники. Привести схему расположения светильников в помещении. Напряжение электрической сети в здании 220 В, 50 Гц. В помещении размещены рабочие места инженерно-технических работников, оборудованные персональными электронно-вычислительными машинами. Коэффициенты отражения равны: для стен R_c ; для потолка R_p . Коэффициент запаса k по СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение». Высота рабочей поверхности равна h_p . Фон рабочей поверхности светлый.

В качестве примера произведем расчет системы освещения для аппаратной E-SCADA. Чертеж аппаратной E-SCADA представлен на рисунке 18.

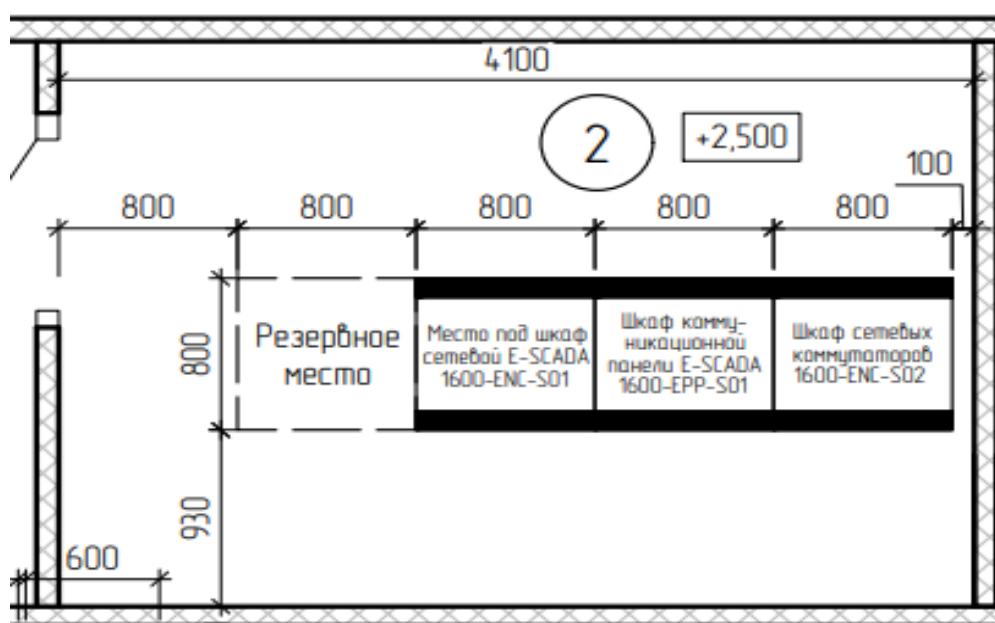


Рисунок 18 – аппаратная E-SCADA

Характеристика помещения аппаратной E-SCADA представлен в табл. 26.

Таблица 26 – Данные к расчету искусственного освещения

A, м	B, м	H, м	h _р , м	R _п , %	R _с , %	k
4,1	3,2	2,5	0,75	70	50	1,4

Решение задачи производим в следующей последовательности:

1) Производим выбор системы освещения

- так как было решено выбрать светодиодные светильники, а также исходя из того, что работа в помещении производится по всей площади помещения, то в соответствии с требованиями раздела 7 пункта 7.1 СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение» (утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 7 ноября 2016 г.), применяем общее равномерное искусственное освещение [32].

2) Производим выбор источников света:

- по условиям помещения применяем светодиодные светильники.

3) Выбираем тип светильника и определяем высоту подвеса над рабочей поверхностью.

Так как помещение имеет коэффициент запаса $k = 1,4$ и это помещение с малым выделением пыли, а также имеет коэффициенты отражения потолка и стен, так же соответствует помещению с хорошим отражением соответствующих поверхностей – выбираем светодиодный светильник LP-PROM 50M1L Маркет/Д120, рассеянного света, защитный угол в поперечной и продольной плоскости 75° , для помещений с нормальными условиями среды и хорошо отражающими стенами и потолком. Наименьшая допустимая высота подвеса над полом составляет 2,5 м.

4) Расчет освещенности выполняется в соответствии с методическими указаниями [2].

Размеры светодиодного светильника LP-PROM 50M1L Д120:

длина – 1 м, ширина – 0,056, высота – 0,067 м.

По формуле (55) определяем высоту подвеса светильника над рабочей поверхностью, м:

$$h = H - h_p - h_c; \quad (104)$$

$$h = 2,5 - 0,75 - 0,2 = 1,55 \text{ м.}$$

где $H = 2,5$ – высота помещения, м;

$h_p = 0,75$ – высота рабочей поверхности над уровнем пола, м;

$h_{cb} = 0,2$ – расстояние от светового центра светильника до потолка, м;

5) Определяем освещенность на рабочих местах:

- В соответствии с требованиями пункта 6.3 санитарных правил СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [30] и СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [32] освещенность в помещении с рабочими местами, оборудованными ПЭВМ принимаем освещенность 300 лк.

6) Коэффициент запаса выбираем $k = 1,4$; что соответствует помещению с малым выделением пыли.

7) Определяем необходимое количество светильников:

Определение необходимого количества светильников производится исходя из размеров производственного помещения, а также в зависимости от выбранного типа светильника.

Наивыгоднейшее расстояние между рядами светильников определяется по формуле, м;

$$L = l \cdot h; \quad (105)$$

где l – наивыгоднейшее относительное расстояние между светильниками, l принимаем равной 1,3 для данного типа светильников.

h – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м;

$$L = 1,3 \times 1,55 = 2,015 \text{ м,}$$

Определяем количество светильников в ряду по формуле, шт.:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - 2 \frac{L}{3})}{l_{\text{св}}}; \quad (106)$$

$$n_{\text{свряд}} = \frac{(4,1 - 2 \frac{2,015}{3})}{1} = 2,756 \approx 2;$$

$$O_{\text{,xx}} = 0,756$$

где $n_{\text{свряд}}$ – количество светильников с светодиодами в ряду;

L – расстояние между рядами светильников;

$l_{\text{св}}$ - длина светильника;

Полученное значение округляем в меньшую сторону.

Получим, $n_{\text{свряд}} = 2$.

В этом случае необходимо рассчитать величину Δ – расстояние между светильниками:

$$\Delta = \frac{O_{\text{,xx}} \cdot l_{\text{св}}}{n_{\text{свряд}} - 1}; \quad (107)$$

$$\Delta = \frac{0,756 \cdot 1}{2 - 1} = 0,756 \text{ м};$$

Выполним проверку:

$$A = 2 \cdot \frac{L}{3} + n'_{\text{свряд}} \cdot l_{\text{св}} + \Delta \cdot (n'_{\text{свряд}} - 1); \quad (108)$$

$$A = 2 \cdot \frac{2,015}{3} + 2 \cdot 1 + 0,756 \cdot (2 - 1) = 4,1 \text{ м.}$$

Определим количество рядов светильников по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B}{L}; \quad (109)$$

Где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов светильников с светодиодными лампами;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{3,2}{2,015} = 1,6 \approx 2$$

Общее количество светильников:

$$N = n'_{\text{свряд}} \cdot n_{\text{ряд}}; \quad (110)$$

$$N = 2 \cdot 2 = 4 \text{ шт.}$$

По результатам расчета получаем значение:

$$B' = 2 \frac{L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot L + n_{\text{ряд}} \cdot ш_{\text{св}}; \quad (111)$$

где $ш_{\text{св}}$ – ширина светильника, м.

$$B' = 2 \frac{2,015}{3} + (2 - 1) \cdot 2,015 + 2 \cdot 0,056 = 3,47;$$

Чтобы выполнить условие $B=B'$ необходимо изменить размеры L и $L/3$.

При этом их можно изменять в пределах $\pm 10\%$.

Для того, чтобы определить на сколько нужно уменьшить или увеличить

размеры L и $L/3$ необходимо определить насколько расчетное значение B' отличается от реальной ширины помещения B .

$$\delta = B - L - 2\frac{L}{3} - 2\text{ш}_{\text{св}} = B - B'; \quad (112)$$

$$\delta = 3,2 - 3,47 = -0,27 \text{ м.}$$

Знак перед значением δ говорит о том, что необходимо сделать с B' увеличить или уменьшить. Значение ΔL , которое необходимо прибавить к L , можно определить из выражения:

$$\delta = 2 \cdot \frac{\Delta L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot \Delta L; \quad (113)$$

Таким образом:

$$\Delta L = \frac{3 \cdot \delta}{2 + 3 \cdot (n_{\text{ряд}} - 1)}; \quad (114)$$

$$\Delta L = \frac{3 \cdot (-0,27)}{2 + 3 \cdot (2 - 1)} = -0,162 \text{ м}$$

А для $L/3$ добавка будет составлять:

$$\Delta L' = \frac{\delta - (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot \Delta L}{2}; \quad (115)$$

$$\Delta L' = \frac{-0,27 - (2 - 1) \cdot (-0,162)}{2} = -0,054 \text{ м}$$

Таким образом, скорректированные значения будут равны:

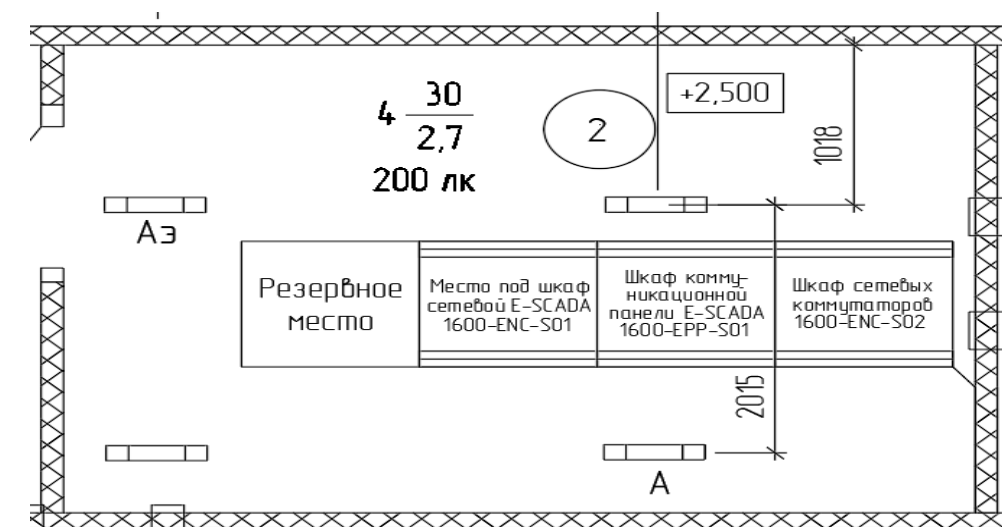
$$L' = L + \Delta L ; \quad (116)$$

$$L' = 2,015 - 0,162 = 1,853 \text{ м}$$

$$\left(\frac{L}{3}\right)' = \frac{L}{3} + \Delta L'; \quad (117)$$

$$\left(\frac{L}{3}\right)' = \frac{2,015}{3} - 0,054 = 0,62 \text{ м}$$

Размещение светильников в аппаратной E-SCADA представлено на рисунке 19.



Обозначение	Описание
	Светильник линейный светодиодный рабочего освещения
	Светильник линейный светодиодный аварийного эвакуационного освещения
	Светильник линейный светодиодный аварийного резервного освещения
	Светильник точечный светодиодный рабочего освещения с настенным креплением и углом монтажа 45°
	Светильник точечный светодиодный аварийного эвакуационного освещения с настенным креплением и углом монтажа 45°
	Светильник точечный светодиодный аварийного резервного освещения с настенным креплением и углом монтажа 45°
	Световое табло "ВЫХОД"

Рисунок 19 – размещение светильников в аппаратной E-SCADA

Расчет для остальных помещений проводится таким же образом. Схема размещения светильников представлена на рисунке 20. Экспликация помещений представлена в таблице 27.

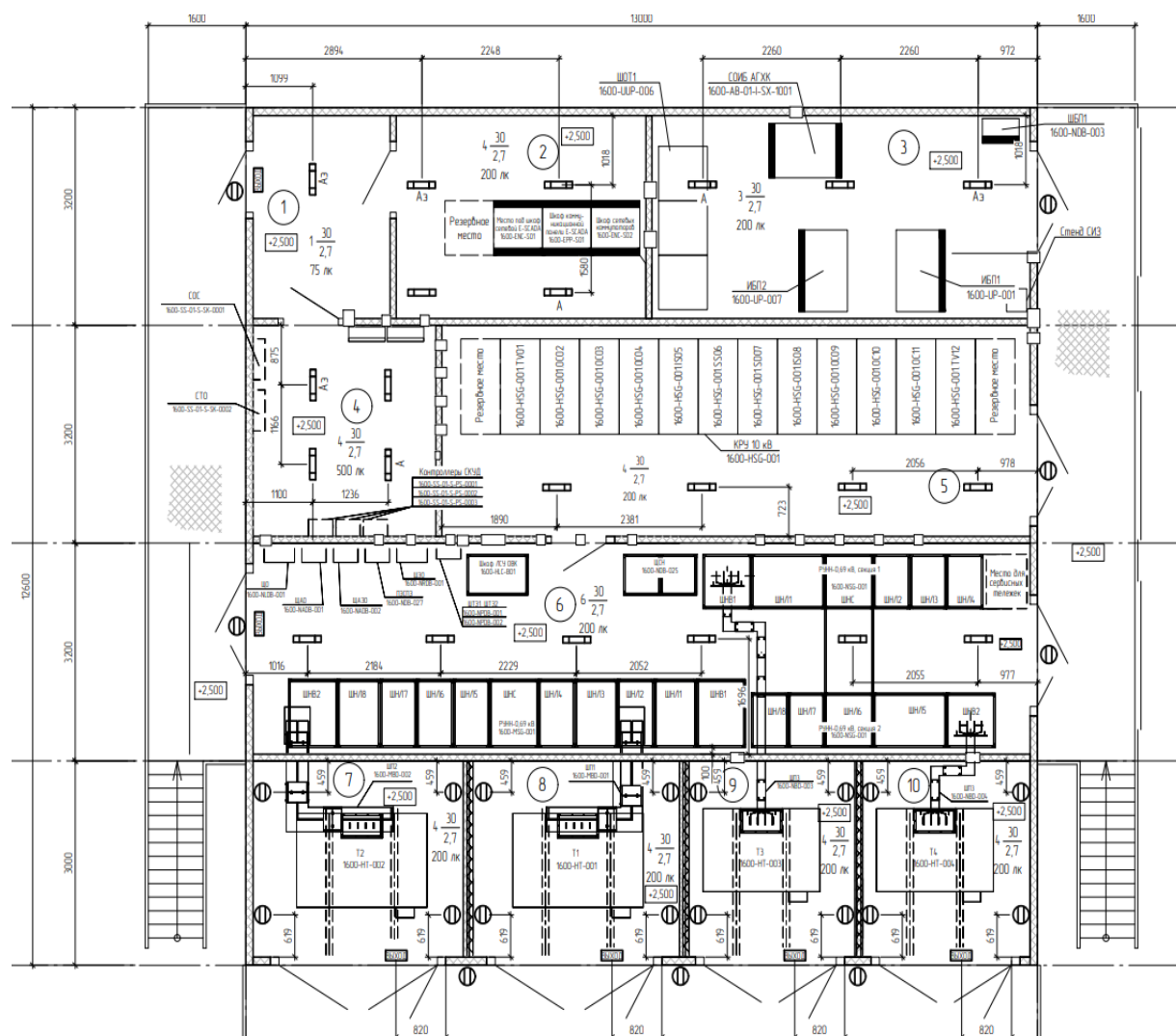


Рисунок 20 – Схема размещения светильников

Таблица 27 – Экспликация помещений БКТП

Номер помещения	Наименование	Площадь, м ²	Кат. помещения
1	Тамбур	5,66	
2	Аппаратная E-SCADA	13,26	B4
3	Помещение ИБП	18,51	B3
4	Щитовая слаботоочных систем	9,30	B4
5	Помещение РУ 10кВ	29,99	B3
6	Помещение РУ-0,4кВ и РУ-0,69кВ	39,55	B3
7	Трансформаторная камера 1	9,94	B4
8	Трансформаторная камера 2	9,94	B4
9	Трансформаторная камера 3	8,06	B4
10	Трансформаторная камера 4	8,06	B4

При расчете общего равномерного освещения используют метод коэффициента использования. Для примера также проведем расчёт для помещения аппаратной E-SCADA.

Величина суммарного светового потока одной лампы F (лм) определяется по формуле:

$$F = \frac{E \cdot K_3 \cdot S_z}{n \cdot \eta}; \quad (118)$$

Где E – нормативная (требуемая) освещенность, лк;

K_3 – коэффициент запаса;

S – площадь помещения, м²;

η – коэффициент использования светового потока (в долях единицы);

z – коэффициент неравномерности освещения;

n – количество ламп.

Нормативную освещенность можно определить по санитарным правилам СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [30]. Принимаем $E = 300$ лк. Коэффициент запаса в помещениях с нормальной средой следует принимать равным 1,4.

Коэффициент использования светового потока – это отношение полезного светового потока, достигающего освещаемой рабочей поверхности, к полному световому потоку в помещении. Значение коэффициента η определяется по таблице методических указаний безопасности жизнедеятельности. Для определения коэффициента использования по таблицам необходимо знать индекс помещения i , значения коэффициентов отражения стен ρ_c , потолка $\rho_{\text{п}}$ (приведены в исходных данных) и тип светильника.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h(A + B)}; \quad (119)$$

$$S = A \cdot B = 4,1 \cdot 3,2 = 13,12 \text{ м}^2 ;$$

$$i = \frac{13,12}{2,5 (4,1 + 3,2)} = 0,72$$

По таблице принимаем $\eta = 0,44$.

Коэффициент неравномерности освещения z характеризует отношение максимальной освещенности к минимальной освещенности.

Неравномерность освещения не должна превышать 1,3 для работ (I – III) разрядов при люминесцентных лампах; при других источниках света - 1,5; для работ (IV – VII) разрядов – 1,5 - 2,0 соответственно. Для производственных помещений, в которых выполняются работы (I – IV) разрядов, следует предусматривать ограничение отраженной блескости.

Принимаем $z = 1,4$.

$$F = \frac{300 \times 1,4 \times 13,2 \times 1,4}{4 \times 0,44} = 4410 \text{ лм}$$

Светодиодный светильник LP-PROM 50M1L Маркет/Д120 мощностью 50 Вт выдает световой поток Φ равный 5500 лм. Критерий выбора светильника:

$$-10\% \leq \left(\frac{\Phi - F}{\Phi} \right) \cdot 100\% \leq 20\%; \quad (120)$$

$$\left(\frac{5500 - 4410}{5500} \right) \cdot 100\% = 19\%$$

Исходя из этого можно сделать вывод: методом коэффициента использования светового потока рассчитали, что выбранные светодиодные лампы LP-PROM 50M1L Маркет/Д120 удовлетворяют требуемый световой поток и нормативную освещенность. Освещенность рабочего места

соответствует условию.

11.3 Экологичность

В соответствии с принятой Политикой интегрированной системы менеджмента ООО «СИБУР» и предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» (в области охраны труда и окружающей среды, промышленной безопасности, качества и энергоэффективности). Компания считает экологическую безопасность, охрану здоровья человека и окружающей среды неотъемлемым элементом своей деятельности и одним из стратегических приоритетов.

СИБУР ведет непрерывную комплексную работу по снижению воздействия на окружающую среду. Компания постоянно совершенствует систему экологического менеджмента. Она охватывает все этапы производственной деятельности: научные исследования и разработки, инвестиции в создание новых зеленых технологий, выпуск ESG-продуктов, модернизацию производства, снижение уровня выбросов парниковых газов, реализацию проектов по созданию экономики замкнутого цикла, вовлечение партнеров к реализации принципов устойчивого развития и другие.

СИБУР интегрировал систему экологического менеджмента в структуру управления холдинга на всех уровнях — от Совета директоров и Правления до линейных предприятий. Она сертифицирована по стандарту ISO 14001 и регулярно проходит внешний аудит.

Исходя из приоритетных направлений улучшения деятельности в аспектах «производство — экологическая безопасность» в Компании ежегодно формируются корпоративные экологические цели и ключевые показатели по уровням и функциям внутри Компании. Поставленные цели служат основой для формирования конкретных задач и программ мероприятий, направленных на реализацию Экологической стратегии, нашедшей свое отражение в Политике интегрированной системы менеджмента, которая разделяется работниками и служит ориентирами на всех площадках. На предприятиях Компании такие мероприятия входят в ежегодные целевые экологические программы.

СИБУР также стремится соответствовать международным требованиям в

области охраны окружающей среды [1].

11.4 Чрезвычайные ситуации

11.4.1 Информация о составе противоаварийных сил аварийно-спасательных и других служб, используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на ООО «Амурский ГХК»

Для локализации и ликвидаций последствий нештатных ситуаций на Амурском газохимическом комплексе привлекаются существующие аварийно-спасательные формирования на договорной основе.

Противопожарная безопасность объектов ООО «Амурский ГХК» обеспечивается компанией ООО «Промгазсервис» на основании заключенного соглашения. Штат сотрудников, обеспечивающих пожарную безопасность ООО «Амурский ГХК», составляет не менее 160 человек.

По контракту привлекается газоспасательный отряд (ГСО), обладающий лицензией на проведение аварийно-спасательных работ и других неотложных работ в чрезвычайных ситуациях. Общее количество привлекаемых сотрудников ГСО – не менее 55 человек.

Каждый сотрудник газоспасательного отряда оснащен индивидуальными средствами защиты: автономным дыхательным аппаратом, герметичным защитным костюмом, комплектом спецодежды, каской, аккумуляторным фонарем и средствами коммуникации.

Медицинская помощь на территории предприятия обеспечивается ресурсами и персоналом медицинского пункта, функционирующего в круглосуточном режиме.

При необходимости возможно использование дополнительного автотранспорта предприятия, принадлежащего предприятию, и муниципальных автомобилей скорой медицинской помощи.

11.4.2 Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте

В случае возникновения аварии диспетчер ООО «Амурский ГХК» обращается в службу ГСО для получения актуальной информации о погодных

условиях (направление и скорость ветра, температура воздуха, визуальная оценка облачности) с целью быстрого анализа ситуации. Опираясь на эти данные, дежурный оценивает сложившуюся обстановку и информирует старшего дежурного Единой дежурно-диспетчерской службы (ЕДДС) города Свободный по телефонной линии.

Когда чрезвычайное происшествие носит ограниченный характер, для устранения его последствий задействуются стандартные ресурсы и персонал предприятия, указанные в плане ликвидации аварийных ситуаций (ПЛА). Если возникает потребность, привлекаются специализированные отряды (пожарные части и газоспасательные службы). Руководство операцией по спасению людей и устранению последствий происшествия на стадии развития (А) возлагается на начальника цеха. До его прибытия на место инцидента функции руководителя по локализации и ликвидации аварии исполняет начальник смены. На стадии развития (Б) ответственность переходит к техническому директору.

До его появления на месте аварии обязанности ответственного за проведение работ по локализации и ликвидации аварий берет на себя директор по производству или начальник цеха, где произошла авария.

Если масштабы чрезвычайной ситуации выходят за границы предприятия, порядок действий и задействование ресурсов определяются "Планом действий по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предприятия".

В случае возникновения нештатной ситуации, лицо, несущее ответственность, должно:

- Незамедлительно организовать оповещение об аварии, следуя установленной процедуре уведомления.
- Проанализировать ситуацию, определить масштабы и спрогнозировать дальнейшее развитие аварийной ситуации.
- Предпринять действия по ограничению распространения и устранению последствий аварии, используя ресурсы гражданской обороны и специализированные подразделения.

- Установить количество и местонахождение лиц, оказавшихся в зоне аварии.

- Обеспечить проведение спасательных работ.

- Координировать деятельность личного состава формирований гражданской обороны, специализированных служб, обеспечивать их согласованное взаимодействие и контролировать исполнение отданных распоряжений.

- Предоставлять информацию городским властям о ходе работ по локализации аварии и ликвидации ее последствий.

- При необходимости, через управление по делам ГО и ЧС администрации города Свободный, инициировать привлечение дополнительных ресурсов и сил МЧС России и города.

Последовательность действий по предотвращению и ликвидации локальных аварий регламентируется оперативным разделом Плана ликвидации аварий (ПЛА), а крупных – планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера ООО «Амурский ГХК», утвержденным и согласованным с муниципальным казённым учреждением (МКУ) «Управлением по делам ГО и ЧС г. Свободный».

11.4.3 Защита от террористических действий

ООО «Амурских ГХК» относится к объектам первого класса по защищённости, что подразумевает, что потенциальный ущерб в результате реализации террористических угроз на данных объектах может достигнуть уровня федерального или межрегионального масштаба.

Основные объекты подстанции подлежат техническому усилению, представляющему собой комплекс мероприятий, направленных на укрепление конструктивных элементов зданий, помещений и охраняемых территорий. Данные мероприятия имеют целью обеспечение эффективного противодействия несанкционированному проникновению в охраняемую зону, взлому и другим преступным посягательствам. Для повышения надёжности охраны подстанции техническая укреплённость служит основой формирования системы

технической безопасности и должна успешно сочетаться с техническими средствами периметральной охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.

В контексте обеспечения технической укреплённости предлагается:

Наружное ограждение – установка сварной решётки, заглублённой в грунт на 0,5 м, что значительно усложняет процесс несанкционированного доступа.

Входные двери – установка дверей с повышенной прочностью, оснащённых замками высокой степени секретности, что обеспечивает дополнительный уровень защиты ключевых объектов.

Система видеонаблюдения – реализация качественной системы видеонаблюдения с возможностью записи и удалённого доступа, что позволяет оперативно реагировать на инциденты.

11.4.4 Пожарная безопасность

Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта.

Согласно требованиям статьи 5 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», проектируемые объекты имеют систему обеспечения пожарной безопасности, целью создания которой является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемых объектов включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Целью создания систем предотвращения пожаров является исключение условий возникновения пожаров. Исключение условий возникновения пожаров достигается исключением условий образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

На территории площадки и в зданиях, сооружениях, наружных установках, проектными решениями обеспечивается предотвращение образования горючей среды следующими способами:

- здания предусмотрены IV степени огнестойкости;
- здание имеет класс конструктивной пожарной опасности С0 (утеплитель для здания принят группы НГ);

Исключение условий образования в горючей среде источников зажигания на территории площадки и в помещениях зданий (сооружений), в проекте достигается применением следующих способов:

- применением оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания (заводского изготовления, в конструкцию которого уже заложены меры противопожарной защиты);
- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ);
- применением в конструкции электроустановок быстродействующие средства защитного их отключения (аппараты защиты);
- применением в технологическом процессе оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искробезопасности согласно существующих норм;
- предусмотрена молниезащита проектируемых зданий (сооружений), как от прямого удара молнии, так и от вторичных её проявлений;
- исключение возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания обращающихся веществ;

Система противопожарной защиты объектов, размещаемых на территории водозабора, в проекте достигается применением средств защиты людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и ограничения последствий их воздействия, что обеспечивается комплексным решением объёмно-планировочных, конструктивных особенностей зданий, сооружений и

применением инженерного оборудования.

Для этого проектными решениями предусматривается:

- размещение зданий, сооружений и наружных установок на территории площадки рассматриваемого объекта, с соблюдением требуемых расстояний как друг от друга, так и до соседних объектов;

- применение объёмно-планировочных решений, обеспечивающих ограничение распространения пожара (здание предусмотрено IV степени огнестойкости, класса конструктивной пожарной опасности С0, внутренние объёмы зданий разделены на секции противопожарными преградами);

- для проектируемого здания применены строительные конструкции с пределом огнестойкости в соответствии с предусмотренной степени огнестойкости и классом конструктивной пожарной опасности, а отделка путей эвакуации предусмотрена в соответствии с требованиями норм;

- применением огнезащиты несущих металлических конструкций здания;

- планировка эвакуационных путей в здании проектируется с соблюдением существующих норм;

- для защиты помещений проектируемых зданий и сооружений предусмотрены установки пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре и автоматического газового пожаротушения;

- в проекте все строительные конструкции для зданий и сооружений, блок-контейнерного типа, а также инженерное оборудование предусмотрены заводского изготовления, в конструкции которого заводом-изготовителем заложены меры противопожарной защиты и на которые имеются требуемые сертификаты соответствия, что соответствует требованиям п.3 ГОСТ 12.1.004-91.

Противопожарные расстояния между проектируемым зданием и наружными установками, определялись в соответствии с требованиями ст.17 Федерального закона №384-ФЗ от 30.12.2009, Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г, СП 4.13130.2013, ПУЭ, СП 18.13330.2019.

Принятые в проекте фактические расстояния и нормативные значения

между зданиями, сооружениями и наружными установками, размещаемыми на площадке водозабор, указаны в таблице 28.

Таблица 28 - Расстояния между зданиями и сооружениями относящиеся к объектам водозабора

Сооружение 1	Сооружение 2	Нормативное расстояние (не менее), м	Принятое расстояние в проекте, м
Насосная станция первого подъема	Трансформаторная подстанция	9	18
Трансформаторная подстанция	Насосная станция второго подъема	9	180
ПАРН	Трансформаторная подстанция	24	30

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована система электроснабжения станции водозабора Амурского ГХК.

Для этого выполнена многосторонняя оценка электрических потребителей, климатических особенностей района и нагрузок.

Исходя из этого разработана и проанализирована система электроснабжения электроприемников станции водозабора к блочной комплектной трансформаторной подстанции 10/0,69/0,4; выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети ГПП 2 – БКТП.

Для представленного варианты был произведен расчет по выбору количества и типов трансформаторов 10/0,69 кВ и 10/0,4 кВ; расчет токов короткого замыкания, по результатам которого произведен выбор надежного и безопасного электрического оборудования. Была разработана система релейной защиты и автоматики, молниезащиты, система заземления и уравнивания потенциалов, соответствующие актуальным стандартам.

В рамках проектирования энергетических объектов предусмотрен комплекс мер, направленных на обеспечение безопасности и экологичности.

Таким образом, разработанный вариант электрической сети обеспечивает эффективное и надежное электроснабжение потребителей станции водозабора речной воды ООО «Амурский ГХК».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Официальный сайт компании СИБУР [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.sibur.ru/> (Дата обращения: 26.01.2025)
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.
3. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н.В. Савина; АмГУ, Эн. ф. – Благовещенск: Изд-во Амур.гос. ун-та, 2022. – 248 с. – Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf (Дата обращения: 14.03.2025);
4. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.elec.ru/library/direction/pue_7.pdf (Дата обращения: 29.04.2025)
5. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/351621634> (Дата обращения: 25.04.2025);
6. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (Дата обращения: 05.04.2025);
7. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с.
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (Дата обращения: 06.04.2025);
8. Электроснабжение промышленных предприятий: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т,

2017. [Электронный ресурс] – Режим доступа:
https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9663.pdf (Дата обращения: 09.04.2025).
9. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Амурский гос. Ун-т, 2013. [Электронный ресурс] – Режим доступа:
https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6923.pdf (Дата обращения 05.05.2025)
10. ГОСТ Р 50571.3-2009 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражений электрическим током;
11. ГОСТ Р 50571.17-2000 Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 48. Выбор мер защиты в зависимости от внешних условий. Раздел 482. Защита от пожара;
12. ГОСТ Р 50571.4.43-2012 Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока;
13. ГОСТ Р 50571.4.44-2019 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требование по обеспечению безопасности. Защита от отклонения напряжения и электромагнитных помех;
14. ГОСТ Р 50571.22-2000 Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации;
15. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Норма качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;
16. ГОСТ Р 50030.2-2010 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели;
17. ГОСТ Р 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;
18. ГОСТ Р 51321.1-2007 Устройства комплектные низковольтные

распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний;

19. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания;

20. ГОСТ 30030-93 Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы. Технические требования;

21. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

22. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам;

23. ГОСТ 28668-90 Низковольтные комплектные устройства распределения и управления. Часть 1. Требования к устройствам, испытанным полностью или частично;

24. ГОСТ Р 50571.5.52-2011 Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки;

25. ГОСТ Р 50571.5.53-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования. Отделение, коммутация и управление;

26. ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;

27. ГОСТ IEC 61643-11-2013 Устройства защиты от перенапряжений, подсоединенные к низковольтным системам распределения электроэнергии. Требования и методы испытаний;

28. ГОСТ Р 50571.5.53-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования. Отделение, коммутация и управление;

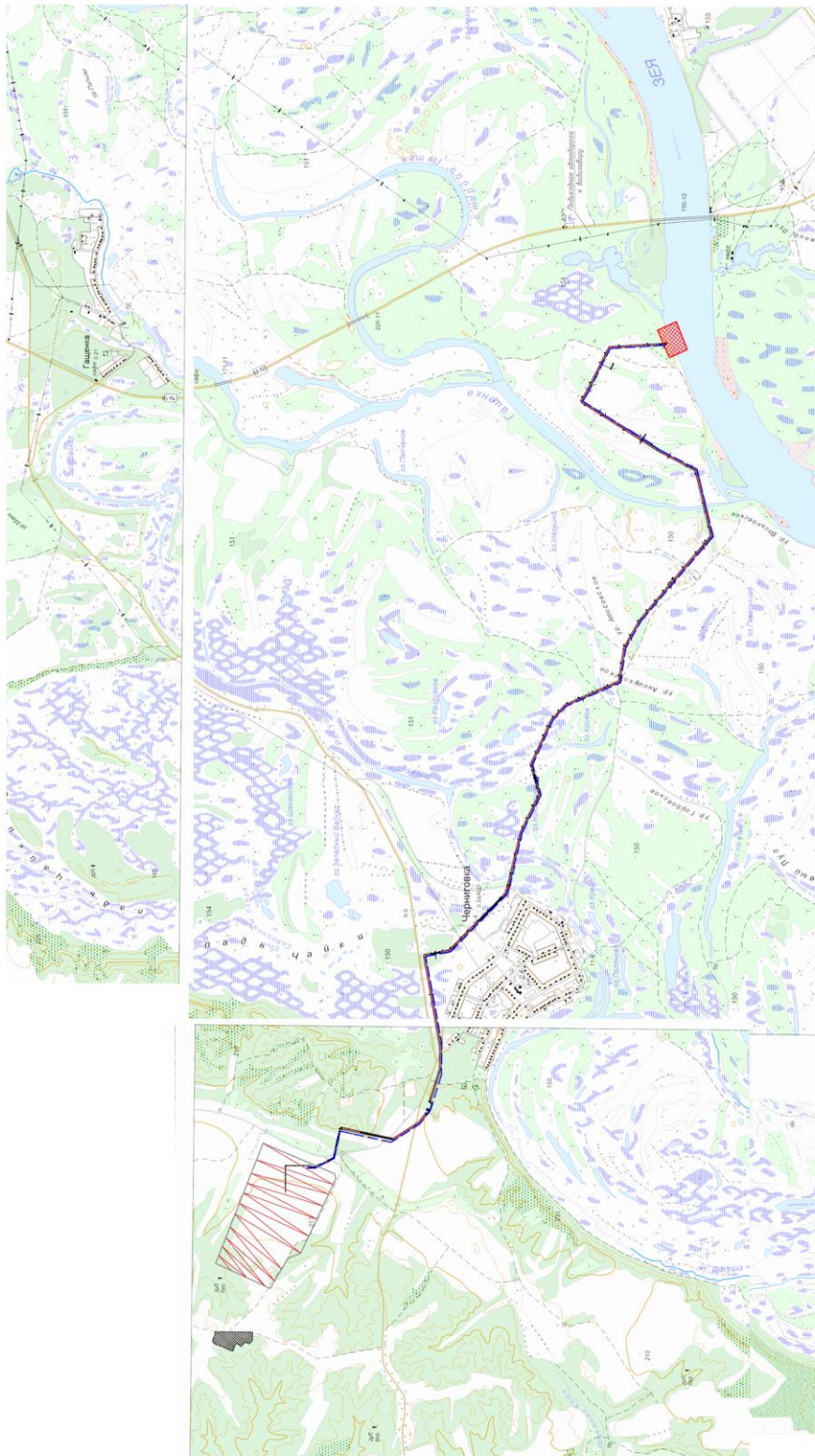
29. ГОСТ Р МЭК 62305 (все части) Защита от молнии; IEC 62305 (все части) Защита от молнии.

- 30. СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда"
- 31. СП 6.13130.2013 Электрооборудование. Требования пожарной безопасности;
- 32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
- 33. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства;
- 34. СП 131.13330.2020 Строительная климатология;
- 35. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

BKP.214142.130302.777

Схема планировочной организации земельного участка для проведения строительства от ЦЕУ водозабора



Условные обозначения	Наименование
	Площадь водозабора
	ЛЭП 10 кВ
	Водозабор речной воды с водозабором
	Площадь ЛЭП

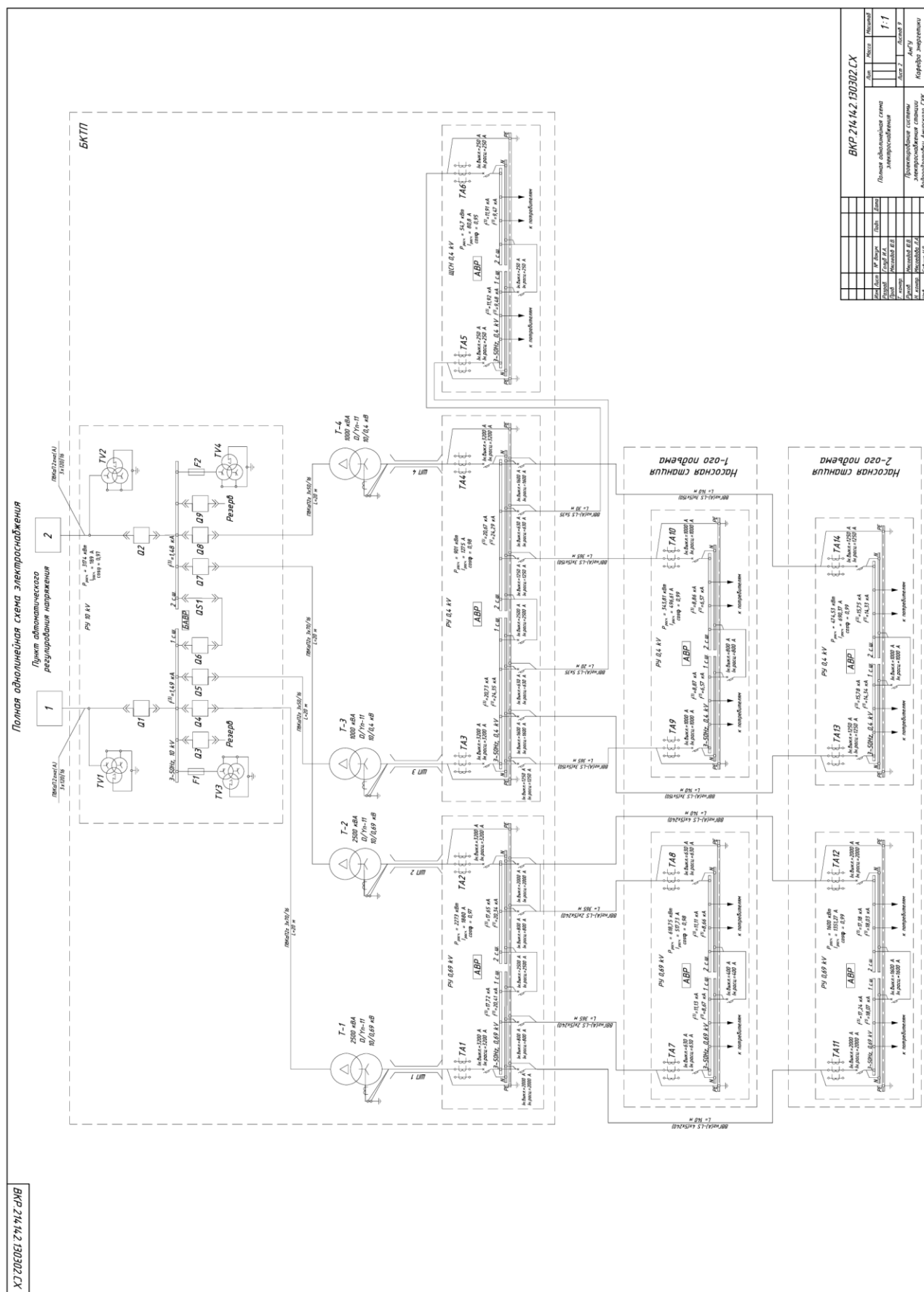
Линия электропередачи 10 кВ делится на 5 участков:

Марка	Тип по количеству жил в проводнике	Кол-во проводников	Длина, км	Плотность иррадиации, %
ПВХ/ПВН(А)-НФ	Трёхжильный	1	4,243	2,25
СП-3	Одножильный	3	4,593	3,68
ПВХ/ПВН(А)-НФ	Трёхжильный	1	0,085	0,09
СП-3	Одножильный	3	7,142	7,11

Общая длина ЛЭП составляет 16,783 км.

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ В

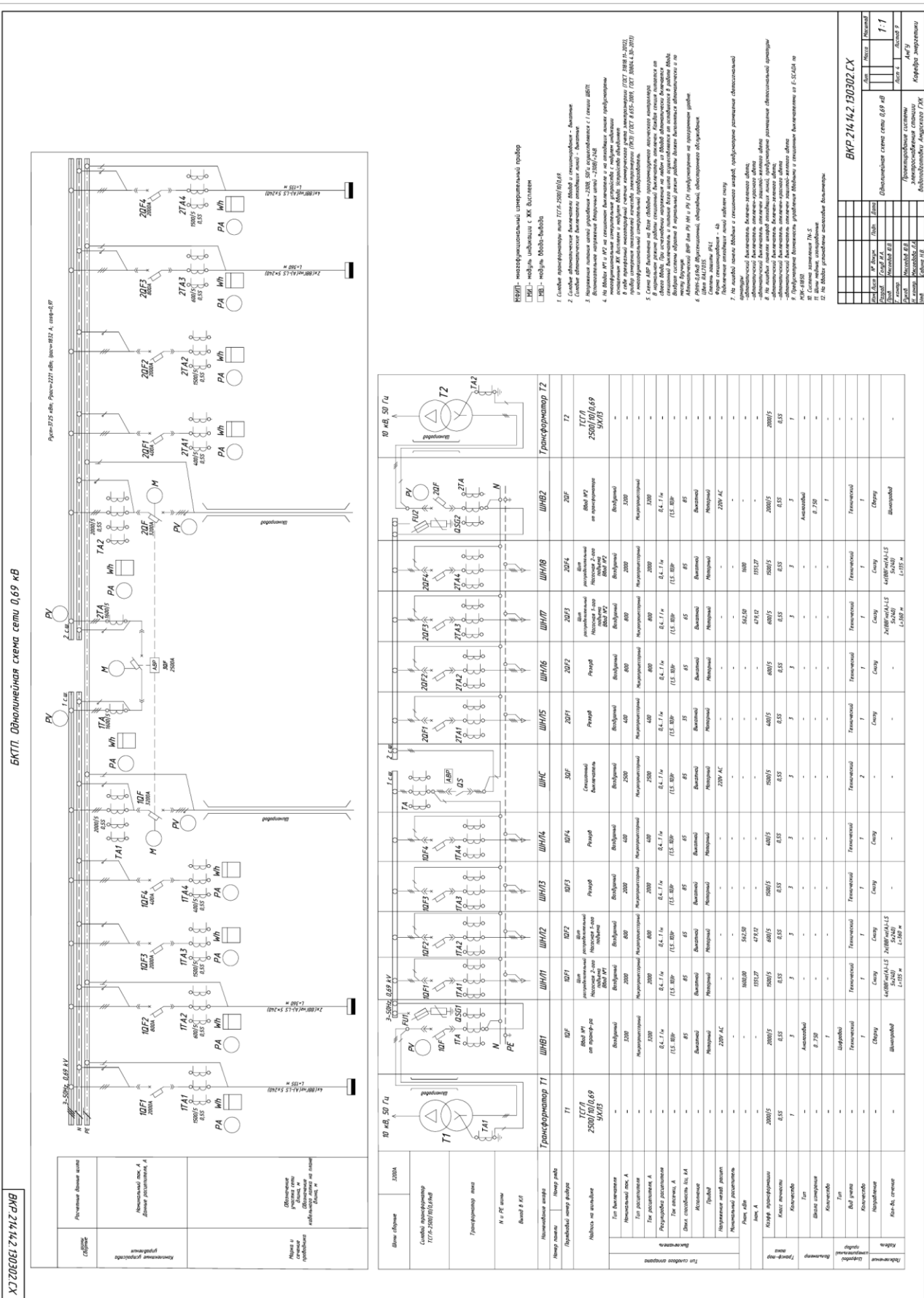
БКТП. Однолинейная схема сети 10 кВ

BKP.214142.130302.CX

1	Правильный цвет кабеля	8		Разрядные электры	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН	Решение ТН
---	------------------------	---	--	-------------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

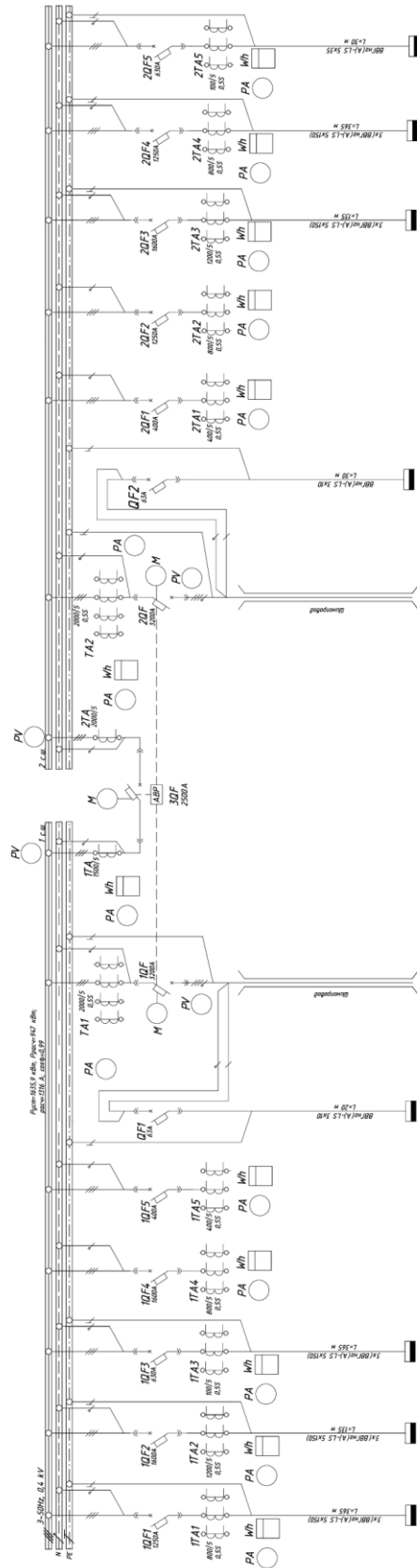
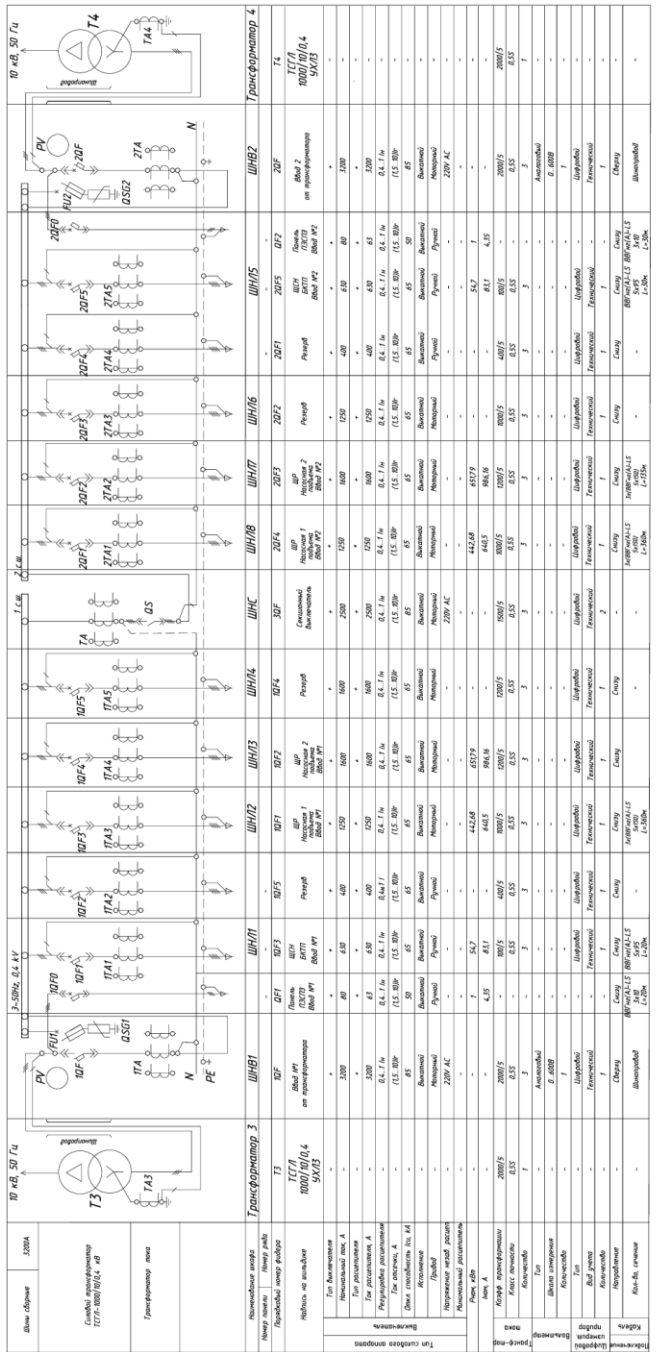
[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



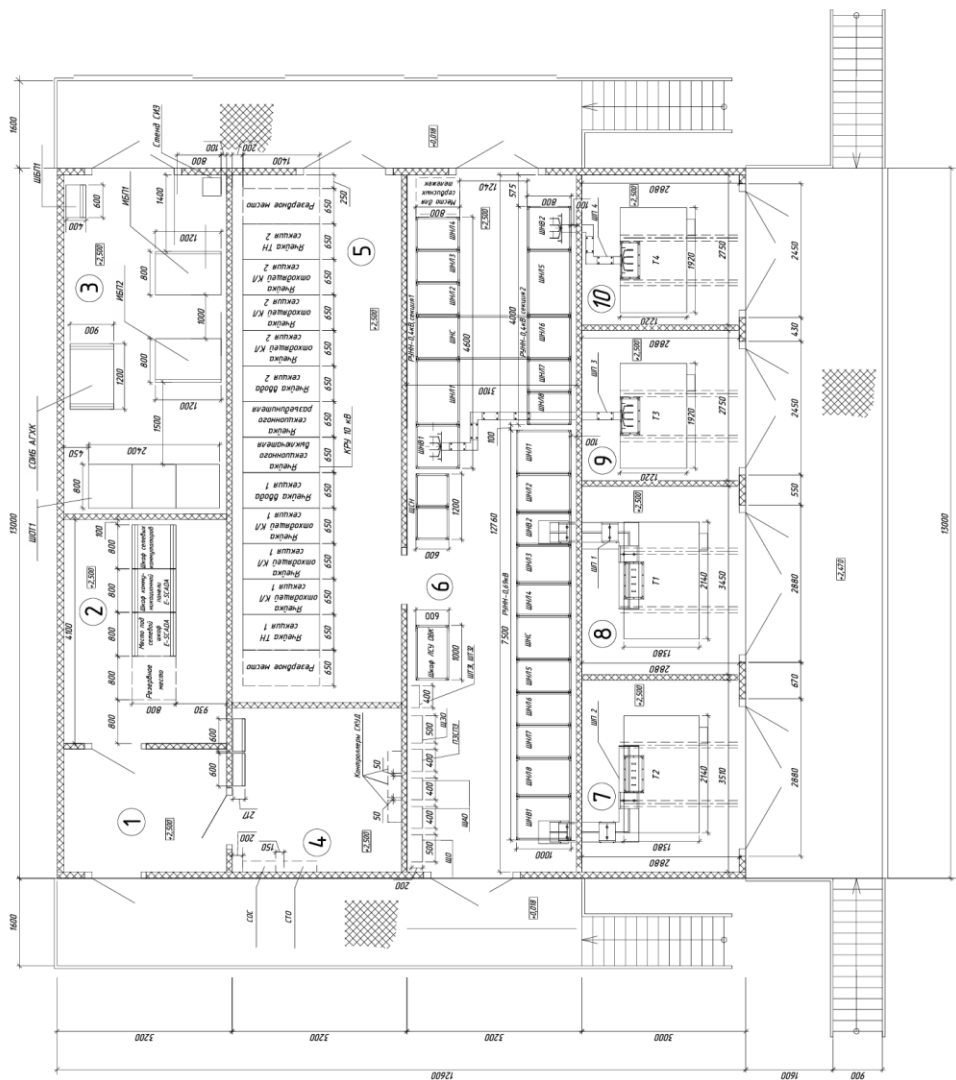
БКТП. Однолинейная схема сети 0,4 кВ

BKP.214142.130302.CX

[illegible][illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Схема размещения помещений и электрооборудования в БКТП

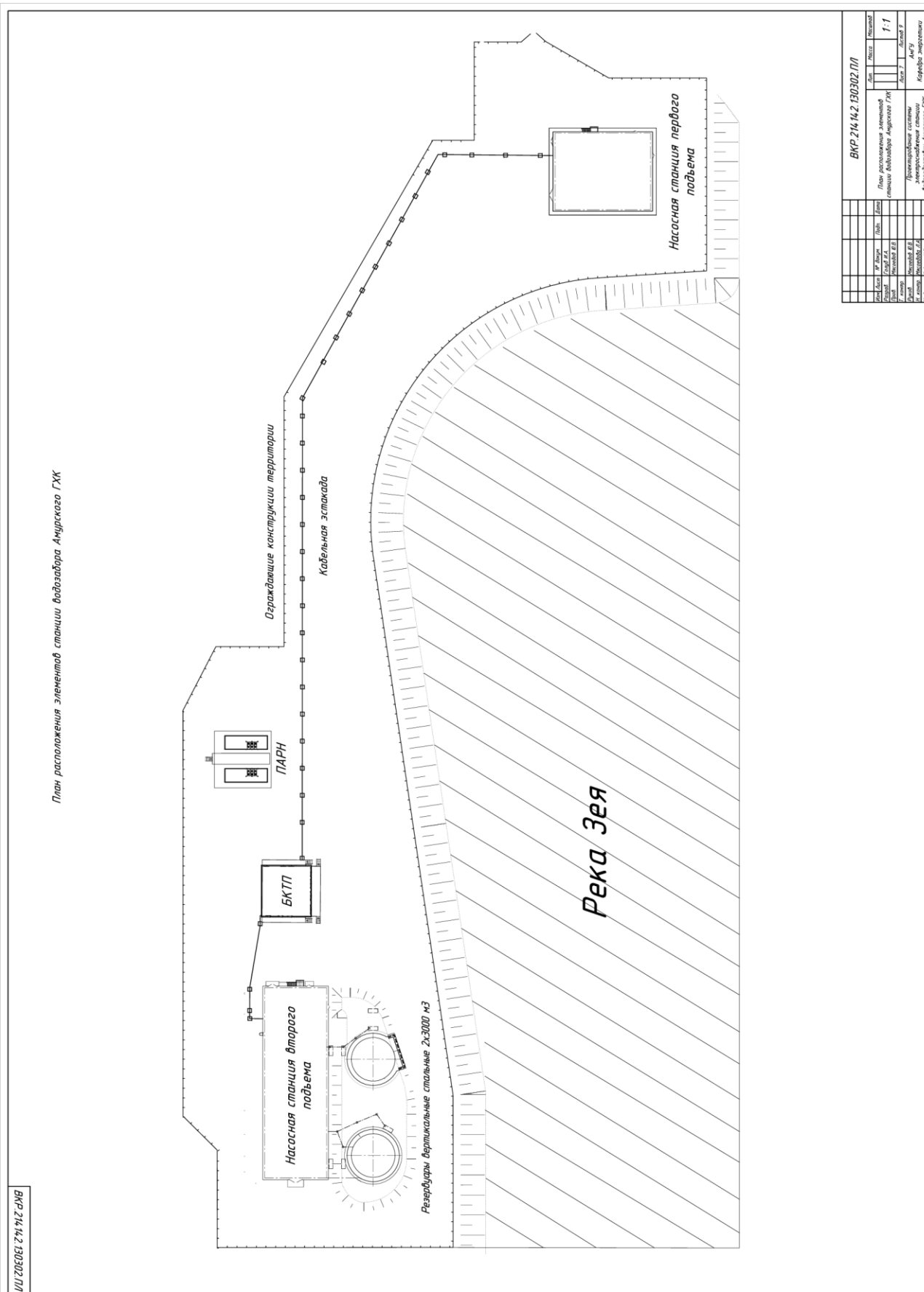


Экспликация помещений		Кол-во помещений	Площадь помещений, кв. м
Номер помещения	Назначение		
1	Генератор	5,66	
2	Аппаратура Э-5А	13,36	
3	Помещение ВРП	98,51	
4	Шкафы кабельных систем	90,30	
5	Помещение РУ 10 кВ	29,89	
6	Помещение Р4-0,4 кВ и Р4-0,69 кВ	39,55	
7	Помещение трансформатора катера 1	9,94	
8	Трансформатор катера 2	9,94	
9	Трансформатор катера 3	9,06	
10	Трансформатор катера 4	9,06	

Перечень устанавливаемых шкафов и панелей

[illegible][illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

