

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  
« 28 » 06 20 25 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

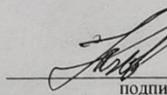
на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения потребителей  
ООО «Восток Резорт» в Приморском крае

Исполнитель  
студент группы 142-узб

  
07.06.2025  
подпись, дата

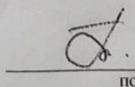
А.А. Антонов

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

  
24.06.2025  
подпись, дата

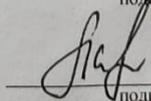
А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

  
07.06.2025  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

  
24.06.2025  
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

« 10 » 04 2025 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента:

Сидоров Александр Анатольевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения потребителей ООО «Восток Резорт» в Приморском крае

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 750-зр)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Составляющая схема сети; Выбор и проверка оборудования; Подстанции; Токи КЗ. Выбор и проверка электрооборудования; Выбор схемы и монтаж кабеля. БЗСД и т.д.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 8 чертежей А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) БЗСД - А.М.И., Давыдов Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 10.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Сидоров Александр Анатольевич  
Сидоров Александр Анатольевич  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, учное звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2025  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с., 20 рисунков, 26 таблиц, 40 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В рамках настоящей выпускной квалификационной работы была исследована территория Бухты Муравьиной, расположенной в Приморском крае, с целью выполнения реконструкции системы её электроснабжения. Произведён всесторонний анализ действующей схемы энергоснабжения, а также выполнено проектирование пункта приёма электроэнергии, предназначенного для снабжения потребителей ООО «Восток Резорт».

Основной целью работы является разработка проекта нового центра питания — подстанции «Восток Резорт» — обеспечивающего стабильное и качественное электроснабжение объектов ООО «Восток Резорт».

Базой для выполнения расчётной части послужили данные, полученные в ходе преддипломной практики, а также информация о текущем состоянии электросетевой инфраструктуры в районе Бухты Муравьиной.

На основании анализа существующей системы электроснабжения, выявленных недостатков, прогноза электрических нагрузок и моделирования работы сети были разработаны и рассмотрены альтернативные схемы внешнего электроснабжения, на основе которых осуществлено проектирование наиболее эффективного варианта центра питания — подстанции «Восток Резорт».

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение

АВР – автоматическое включение резерва

ВЛ – воздушная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

ТО – токовая отсечка

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткое описание бухты Муравьиной, климатические и географические характеристики	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
2 Анализ существующей системы электроснабжения района бухты Муравьиной и выявление проблемных мест, определение объема реконструкции	14
3 Краткая характеристика потребителей ООО «Восток Резорт»	18
4 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок потребителей ООО «Восток Резорт»	20
5 Разработка схемы внешнего электроснабжения	24
5.1 Выбор типа пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивного исполнения	24
5.2 Компенсация реактивной мощности	25
5.3 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения и их анализ	28
5.3.1 Вариант 1 – Строительство новой подстанции 110/10 кВ Восток Резорт от существующей ВЛ Артёмовская ТЭЦ - Муравейка	28
5.3.2 Вариант 2 – Строительство новой подстанции 110/10 кВ Восток Резорт питающейся от Артёмовской ТЭЦ.	29
5.3.3 Вариант 3 – Строительство новой подстанции 35/10 кВ Восток Резорт питающейся от Артёмовской ТЭЦ.	29
5.3.4 Вариант 4 – Строительство новой подстанции 35/10 кВ Восток Резорт питающейся от существующей ВЛ Артёмовской ТЭЦ – ПС Шкотово	30

5.4 Технический анализ разработанных вариантов подключения ПС 110/10 кВ Восток Резорт и выбор двух конкурентно способных вариантов	35
6 Проектирование системы внешнего электроснабжения	38
6.1 Выбор марки и сечения питающих линий на ПС 110/10 кВ Восток Резорт для 1 и 2 вариантов	38
6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 110/10 кВ Восток Резорт для 1 и 2 вариантов	41
6.3 Выбор оптимального варианта развития сети из вариантов 1 и 2	42
6.3.1 Капитальные вложения	43
6.3.2 Расчет эксплуатационных издержек	44
6.3.3 Выбор оптимального варианта подключения ПС Восток Резорт	45
7. Расчёт токов короткого замыкания	49
8. Выбор и проверка оборудования на ПС 110/10 кв Восток Резорт	57
8.1 Выбор ячеек КРУ	57
8.2 Выбор и проверка выключателей	59
8.3 Выбор и проверка секционного выключателя	63
8.4 Выбор и проверка разъединителей	63
8.5 Выбор изоляторов	64
8.6 Выбор трансформаторов тока	65
8.7 Выбор трансформаторов напряжения	71
8.8 Выбор токопровода 110кВ и 10 кВ	75
8.9 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	77
8.10 Выбор аккумуляторной батареи	79
8.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	82
9 Заземление и молниезащита	84
9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции Восток Резорт	84
9.2 Проверка молниезащиты подстанции	89

10 Релейная защита и автоматика на ПС 110/10 кв Восток Резорт	92
10.1. Выбор оперативного тока на ПС Восток Резорт 110/10 кВ	92
10.2. Расчет защит трансформатора	92
10.3 Автоматика	95
11 Безопасность и экологичность	96
11.1 Безопасность	96
11.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач	96
11.1.2 Безопасность работников при испытаниях	97
11.1.3 Безопасность работников при вводе в эксплуатацию ТП	98
11.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети	101
11.2 Экологичность	102
11.2.1 Влияние ПС на атмосферу	102
11.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	103
11.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	103
11.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	106
11.3 Чрезвычайные ситуации	109
11.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и безопасности людей	109
11.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам	111
11.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	112
Заключение	114
Библиографический список	115

## ВВЕДЕНИЕ

Проект ориентирован на обеспечение электроэнергией перспективных потребителей, включая казино и гостиничный комплекс, планируемых к размещению в Приморском крае вблизи Бухты Муравьиной.

Актуальность темы обусловлена необходимостью создания современной и надёжной инфраструктуры электроснабжения для новых объектов, что подтверждается результатами анализа, выполненного на основе действующей энергосистемы Владивостока.

Практическая значимость работы выражается в том, что проектные решения, схемы подключения и расчёты базируются на актуальных и реальных исходных данных.

Целью данной ВКР является проектирование подстанции «Восток Резорт» — нового центра питания, ориентированного на обеспечение потребителей ООО «Восток Резорт» устойчивым и безопасным электроснабжением.

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

Анализ текущего состояния электросетей в районе г. Владивостока, выявление проблемных участков и определение необходимого объёма реконструкции.

Разработка и сравнительный анализ возможных схем внешнего электроснабжения.

Определение типа подстанции и выбор её однолинейной схемы.

Проектирование подстанции «Восток Резорт» как нового центра питания.

Обеспечение соблюдения требований по безопасности и охране окружающей среды при проектировании и эксплуатации оборудования.

Для реализации поставленных задач использовались программные продукты, входящие в состав выпускной квалификационной работы: Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel и Mathcad 15 с открытой или учебной лицензией.

Графическая часть проекта представлена на 8 листах формата А1 и включает схемы, чертежи и пояснительные материалы, необходимые для полного понимания предложенного проектного решения.

## 1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ БУХТЫ МУРАВЬИНОЙ, КЛИМАТИЧЕСКИЕ И ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

Бухта Муравьиная – бухта в Уссурийском заливе Японского моря, расположенная между мысами Черепахи и Обрывистый. До 1974 года носила название Майтун. Берега бухты, исключая юго-западный берег, низкие, окаймленные песчаными пляжами. В вершину бухты впадают реки Шкотовка и Артемовка.

Бухта мелководная, со средними глубинами в 2-4 метра по линии входных мысов. В направлении к берегу глубины резко уменьшаются. Дно бухты песчаное, лишь в средней части- иловое.

С декабря — января по март — апрель бухта покрывается льдом; в начале апреля она полностью освобождается от него.

На побережье бухты расположен поселок Шкотово.

На территории бухты так же размещены основные потребители электроэнергии, такие как дачный посёлок «Угольщик», отель «Tigre de Cristal» и казино отель «Шамбала».

Так как данное место является своеобразным магнитом для строительства перспективных объектов привлекающим людей для проведения отдыха и развлечений, то один из застройщиков Приморского края, ООО «Восток Резортс», собирается разместить в данном месте казино и отель трёх звёздочного уровня.

Место расположение потребителей ООО «Восток Резортс» указано на рисунке 1.

### **1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности**

Потребители ООО «Восток Резортс», которые предполагается к размещению в Приморском крае в районе Бухты Муравьиная, будут



Рисунок 1 – Район Бухты Муравьиной, месторасположение существующих потребителей электроэнергии и потребителей ООО «Восток Резорт»

находиться в умеренно мусонном климате. А учитывая размещения рядом с бухтой, необходимо учитывать повышенную влажность.

Температура воздуха (среднегодовая) равна +3,4°С.

Температура имеет диапазон изменения в пределах от +3,60° до +3,90° С.

Солнечная радиация имеет годовое значение равное 115 ккал/кв.см.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Наименование	Значение
1	2
район по гололеду	4
нормативная стенка гололеда, мм	20
район по ветру	4
низшая температура воздуха, 0С	- 43,3
среднегодовая температура воздуха, 0С	3,4
высшая температура воздуха, 0С	+ 38,5
число грозových часов в год	30
высота снежного покрова, см	27
глубина промерзания грунтов, м	2
сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря	458
Район загрязнения атмосферы	1
Среднегодовая относительная влажность воздуха	71%

В соответствии с главой 1.9 «Изоляция электроустановок. Определение степени загрязнения» проектируемая ПС имеет 1 район степени загрязнения.

В плане территориальных особенностей, потребители ООО «Восток Резорт» размещены в районе Бухты Муравьиной в 1 300 метрах от берега Бухты.

Место строительства Казино и Гостиничного комплекса будет вестись на равнинной местности, а в качестве растительности имеются небольшие деревья и кустарники.

Знание климатических характеристик района проектирования новой ПС необходимы по причине того, что климат будет напрямую влиять на размещённое на ПС оборудование. Ведь в случае, если оборудование выбрано неправильно, то возникает проблема и угроза не только оборудованию, но и возможно человеческой жизни.

## 2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА БУХТЫ МУРАВЬИНОЙ И ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОБЛЕМНЫХ МЕСТ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА РЕКОНСТРУКЦИИ

Основными центрами питания города Артём являются ПС 35/6 кВ Шахтовая, ПС 35/6 кВ Мебельная и ПС 35/6 кВ Трикотажная, а Артёмовская ТЭЦ является системообразующим центром города Артём. Если рассматривать глобально конфигурацию сети, то она будет радиального типа.

Наглядная схема всех ПС в общей системе, представлена на рисунке 1.

На рисунке 2, указано размещение подстанций на карте рассматриваемого района Бухты Муравьиной.

Краткий анализ существующих подстанций выглядит следующим образом.

Подстанция 110/6 кВ Муравейка является проходной двухтрансформаторной ПС и выполненной по схеме № 110-5Н (Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий.).

Питание данной ПС происходит от Артёмовской ТЭЦ по ВЛ АСКП-240/32 протяженностью 13,34 км.

Подстанция 35/6 кВ Мебельная является проходной двухтрансформаторной ПС и выполненной по схеме № 35-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин.).

Питание данной ПС происходит от Артёмовской ТЭЦ по ВЛ АС-300/39 протяженностью 0,8 км.

Подстанция 35/6 кВ Трикотажная является проходной двухтрансформаторной ПС и выполненной по схеме № 35-5Н (Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.).

Питание данной ПС происходит от ПС Мебельная по ВЛ АС-240/32 протяженностью 0,8 км.

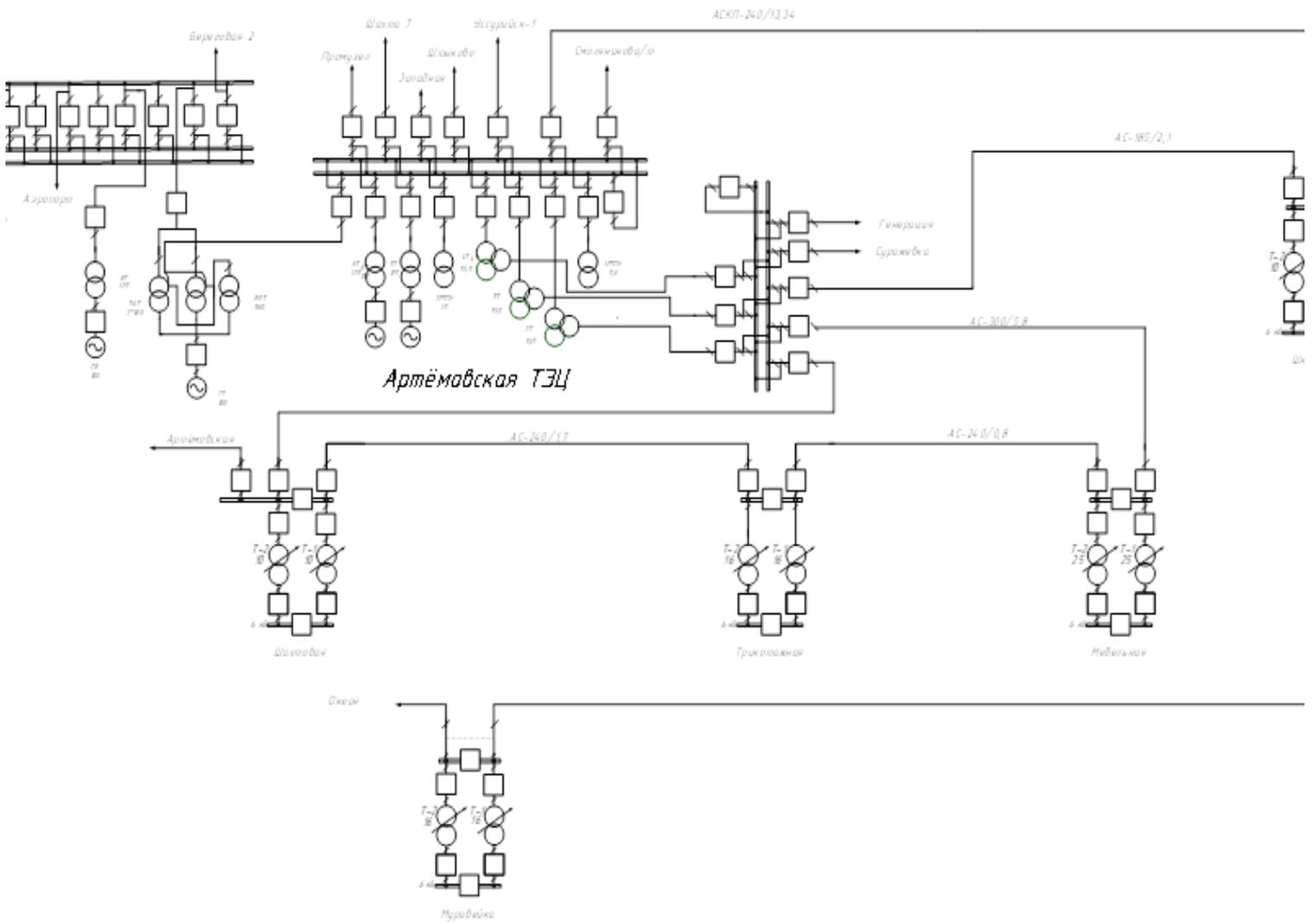


Рисунок 2 — Общая однолинейная система электрической сети

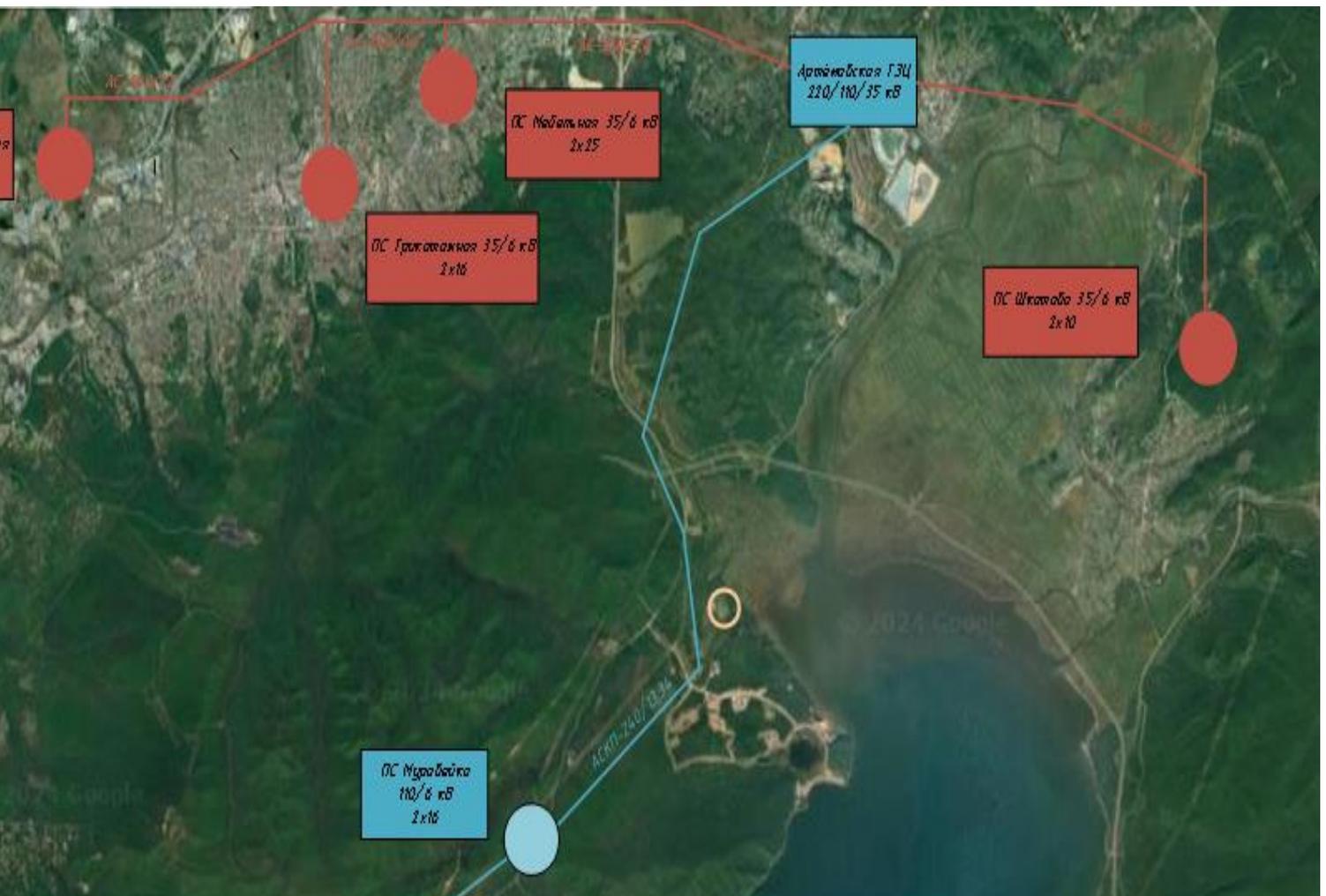


Рисунок 3 – Схема расположения подстанций в Бухте Муравьиной

Подстанция 35/6 кВ Шахтовая является проходной двухтрансформаторной ПС и выполненной по схеме № 35-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин.).

Питание данной ПС происходит от ПС Трикотажная и Артёмовской ТЭЦ по ВЛ АС-240/32 протяженностью 1,7 км и ВЛ АС-185/43 протяжённостью 8,4 км.

Подстанция 35/6 кВ Шкотово является проходной двухтрансформаторной ПС и выполненной по схеме № 35-9 (Одна рабочая секционированная выключателем система шин.).

Питание данной ПС происходит от Артёмовской ТЭЦ по ВЛ АС-185/43 протяженностью 2,1 км.

Анализируя основных потребителей Бухты Муравьиной, было установлено, что все они питаются от ПС 110/6 кВ Муравейка по 4 кабельным линиям, которые называются «Игорная зона».

Коэффициент загрузки силовых трансформаторов, расположенных на ПС 110/6 кВ Муравейка, равен  $K_z^{\text{норм}}=0,68$  в соответствии с результатами контрольных замеров, что говорит нам о том, что подключение дополнительной нагрузки может быть осуществлено только небольшой мощности.

Так же ситуацию осложняет тот факт, что рядом с бухтой Муравьиной проходит одна единственная линия 110 кВ, от которой возможно будет осуществить подключение новых потребителей электроэнергии.

### 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ООО «ВОСТОК РЕЗОРТ»

В районе Бухты Муравьиной, в соответствии с программой развития туристической инфраструктуры региона, ООО «Восток Резорт» планирует реализацию инвестиционного проекта по строительству многофункционального гостинично-развлекательного комплекса. Объект будет включать в себя гостиницу категории 3 звезды, здание казино, а также ряд вспомогательных и досуговых зон.

Гостиничный комплекс спроектирован как пятиэтажное здание, рассчитанное примерно на 120 номеров различного класса: от стандартных до улучшенных и люксовых категорий. Архитектурно-планировочное решение предусматривает зонирование помещений на жилую, общественную и административно-хозяйственную части. В цокольной и на первом этажах разместятся зоны общественного пользования: вестибюль, зона приёма и регистрации гостей, столовая по системе шведского стола, служебные помещения для персонала, а также два бассейна. На эксплуатируемой кровле здания планируется размещение открытого бассейна с рекреационной зоной, что повысит туристическую привлекательность объекта в летний период.

Проект гостиницы разработан в соответствии с требованиями СП 118.13330.2012 «Общественные здания и сооружения» и СП 252.1325800.2016 «Здания гостиниц», с соблюдением норм противопожарной безопасности, санитарных и строительных норм.

Казино будет представлено как отдельный функциональный блок в составе комплекса. В проекте предусмотрено две основные игровые зоны для посетителей и одна служебная зона с ограниченным доступом. Согласно архитектурно-функциональному решению, казино рассчитано на размещение около 60 игровых столов и 284 игровых автоматов, что соответствует типовым показателям подобных объектов в сегменте развлекательных услуг.

Дополнительно в составе комплекса запроектированы три ресторана и бара различной тематики, крытый пляж с климат-контролем, а также торговая галерея, что обеспечит объекту круглогодичную эксплуатацию и возможность приема туристов в любое время года.

Вся инфраструктура комплекса будет обеспечена инженерно-техническими системами согласно действующим нормативам. Категория электроснабжения объекта – вторая, что подразумевает наличие резервных источников питания на случай перебоев в основной электросети, в соответствии с ПУЭ и СП 256.1325800.2016 «Инженерные системы». Также проект предусматривает систему автономного теплоснабжения и централизованное водоснабжение с учетом круглосуточного режима работы всех функциональных зон комплекса.

С учетом многофункционального характера комплекса, предполагается применение автоматизированных систем управления инженерной инфраструктурой (АСУ) и систем диспетчеризации. Вопросы энергоэффективности и устойчивого развития учитываются в проектных решениях на всех стадиях.

Таким образом, проектируемый комплекс ориентирован на круглогодичную эксплуатацию и нацелен на развитие туристического потенциала Приморского края, привлечение инвестиций и создание новых рабочих мест в регионе.

#### 4. РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ООО «ВОСТОК РЕЗОРТ»

Для дальнейших расчётов необходимо рассчитать нагрузку потребителей, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчётная нагрузка - нагрузка, по которой определяют и выбирают электрооборудование, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей, которая распространяется как вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка домов  $P_{кв}$ , кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_{кв} + k_y P_c ; \quad (1)$$

где  $P_{кв}$  - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников,  $k_y = 0,9$ .

Расчетную реактивную мощность жилого дома  $Q_p$ , кВар, определяется следующим образом:

$$Q_p = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}\varphi + k_y (P_{р.л} \cdot \operatorname{tg}\varphi + P_{ст.у} \cdot \operatorname{tg}\varphi); \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  - коэффициенты реактивной мощности;

$P_{кв}$  - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{р.л}$  - мощность лифтовых установок зданий, кВт (в нашем случае отсутствуют);

$P_{ст.у}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $S_p$ , кВА, определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (3)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт ;

$Q_p$  - расчетная реактивная мощность жилого дома , квар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д} + K_{н.м.} \cdot P_{общ}; \quad (4)$$

где  $P_{ж.д. общ}$  - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{общ}$  — расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{н.м.}$  — коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно справочной информации, расчетная электрическая нагрузка общественного здания  $P$ , кВт, определяется:

$$P = P_{уд.} \cdot m; \quad (5)$$

где  $P_{уд}$  - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м<sup>2</sup>;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

m – соответственно:

- площадь, м<sup>2</sup>;
- количество мест, место;
- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания  $Q_p$  кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (6)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;  
 $\operatorname{tg}\varphi$  - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по справочнику.

В качестве справочных и нормативных материалов будем использовать РД 34.20.185-94 — Инструкция по расчету электрических нагрузок потребителей, СП 256.1325800.2016 — Здания гостиниц. Правила проектирования систем электроснабжения и СП 31.110-2003 — Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.

В качестве примера произведём расчёт мощности потребления здания казино воспользовавшись вышеприведёнными формулами.

В результате чего, получим следующие значения:

$$Q_{\text{казино}} = P_{\text{казино}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 870 \cdot 0,8 = 290,6 \text{ кВар} \quad (7)$$

$$S_{\text{казино}} = \sqrt{Q_{\text{казино}}^2 + P_{\text{казино}}^2} = \sqrt{870^2 + 290,6^2} = 917,2 \text{ кВА} \quad (8)$$

Аналогично произведём расчёт для остальных электроприёмники потребителя ООО «Восток Резорт».

Для удобства, разместим рассчитанные мощности нагрузок электроприёмников данного потребителя в виде таблицы, то в результате получим следующее:

Таблица 2 – Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование	P, кВт	Q, кВар	tg φ	S кВА	Категория электроснабжения	Количество зданий
1	2	3	4	5	6	7
Казино	870	696	0,8	870	II	1
Гостиничный комплекс	520	442	0,85	520		1
Ресторан	250	225	0,9	250		3
Бар	220	198	0,9	220		1
Многоуровневая автостоянка	440	360,8	0,82	440		2
Перспективная нагрузка	3 960	3168	0,8	3 960	-	-
ВСЕГО:	7 200	5 901	-	9 311	-	-

С учётом имеющейся информации было получено расчётным путём общая мощность потребителей ООО «Восток Резорт» равное 7,2 МВт.

## 5. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Как было установлено в разделе 2, существующие подстанции не обладают достаточной мощностью для подключения расчетной нагрузки потребителей ООО «Восток Резорт». В связи с этим, для обеспечения надежного электроснабжения требуется строительство новой подстанции — ПС Восток Резорт.

### **5.1 Выбор типа пункта приема электроэнергии, его однолинейной схемы и конструктивного исполнения**

Потребители ООО «Восток Резорт» относятся к категории, требующей повышенной надежности электроснабжения. Это означает, что подача всей электрической нагрузки должна быть автоматически зарезервирована. Учитывая данный аспект, на проектируемой подстанции предусматривается установка двух силовых трансформаторов. Их мощность подбирается с таким расчетом, чтобы при выходе одного трансформатора из строя, второй мог обеспечить питание всего объекта без снижения качества электроснабжения.

Для повышения надежности и обеспечения бесперебойной подачи электроэнергии, в проекте принята одна из типовых схем, рекомендованных для распределительных устройств. Выбор схем на стороне 110 кВ и 10 кВ выполнен из перечня типовых решений, наилучшим образом соответствующих условиям эксплуатации ПС Восток Резорт.

РУ 110 кВ: выбрана схема №110–5АН — так называемый "мостик" с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Эта схема применяется для проходных подстанций с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием. Её использование позволяет сохранить работоспособность обоих трансформаторов даже при коротком замыкании на линии электропередачи. Схема характеризуется оптимальным соотношением между стоимостью, компактностью (важно при

ограниченных площадях) и надежностью, что делает её целесообразной в рассматриваемом проекте.

РУ 10 кВ: выбрана схема 6–1 — "одна система шин, секционированная выключателем". Это простое и надежное решение, обеспечивающее разделение нагрузки и резервирование в случае отказа одного из вводов.

Однолинейная схема проектируемой подстанции Восток Резорт приведена на рисунке 5 (см. графическую часть работы).

С учетом географического расположения объекта (побережье Бухты Муравьиной), конструктивное исполнение подстанции предусмотрено в виде комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Данный вариант предпочтительнее открытых распределительных устройств (ОРУ), поскольку КРУЭ более устойчивы к климатическим воздействиям, имеют меньшие габариты и более высокий уровень безопасности, что особенно важно в условиях ограниченного пространства и прибрежной зоны.

## 5.2 Компенсация реактивной мощности

Для поддержания желаемого уровня напряжения и коэффициента мощности на подстанциях устанавливают компенсирующие устройства.

В соответствии с основными нормативными организационно-распорядительными документами по компенсации реактивной мощности [38], [39], [40], на ПС Восток Резорт, на стороне 10 кВ, необходимо обеспечить  $\text{tg}\varphi_H = 0,4$ , для этого следует:

$$Q_3 = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_H \quad (9)$$

$$Q_3 = 7,2 \cdot 0,4 = 2,88 \text{ МВар};$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{max}} - Q_3 \quad (10)$$

$$Q_{\text{max}} = 5,901 - 2,88 = 3,02 \text{ МВар}$$

Определяем мощность необходимых компенсирующих устройств на 1 секцию шин на подстанции Восток резорт:

$$Q_{\text{КУ}1\text{сш}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{КУ}}}{N_{\text{сш}}} \quad (11)$$

$$Q_{\text{КУ}} = 1,1 \cdot \frac{3,02}{2} = 1,705 \text{ МВар}$$

На найденную мощность выбираем компенсирующие устройства

АКУ-НЗК-10-900-300 и АКУ-НЗК-10-300-100

Фактическая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{Факт}} = 2 \cdot 1,2 = 2,4 \text{ МВар};$$

Тогда общим итогом имеем:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - N_{\text{сш}} \cdot Q_{\text{Куф}} \quad (12)$$

$$Q_{\text{неск}} = 5,901 - 2 \cdot 2,4 = 1,1 \text{ МВар}$$

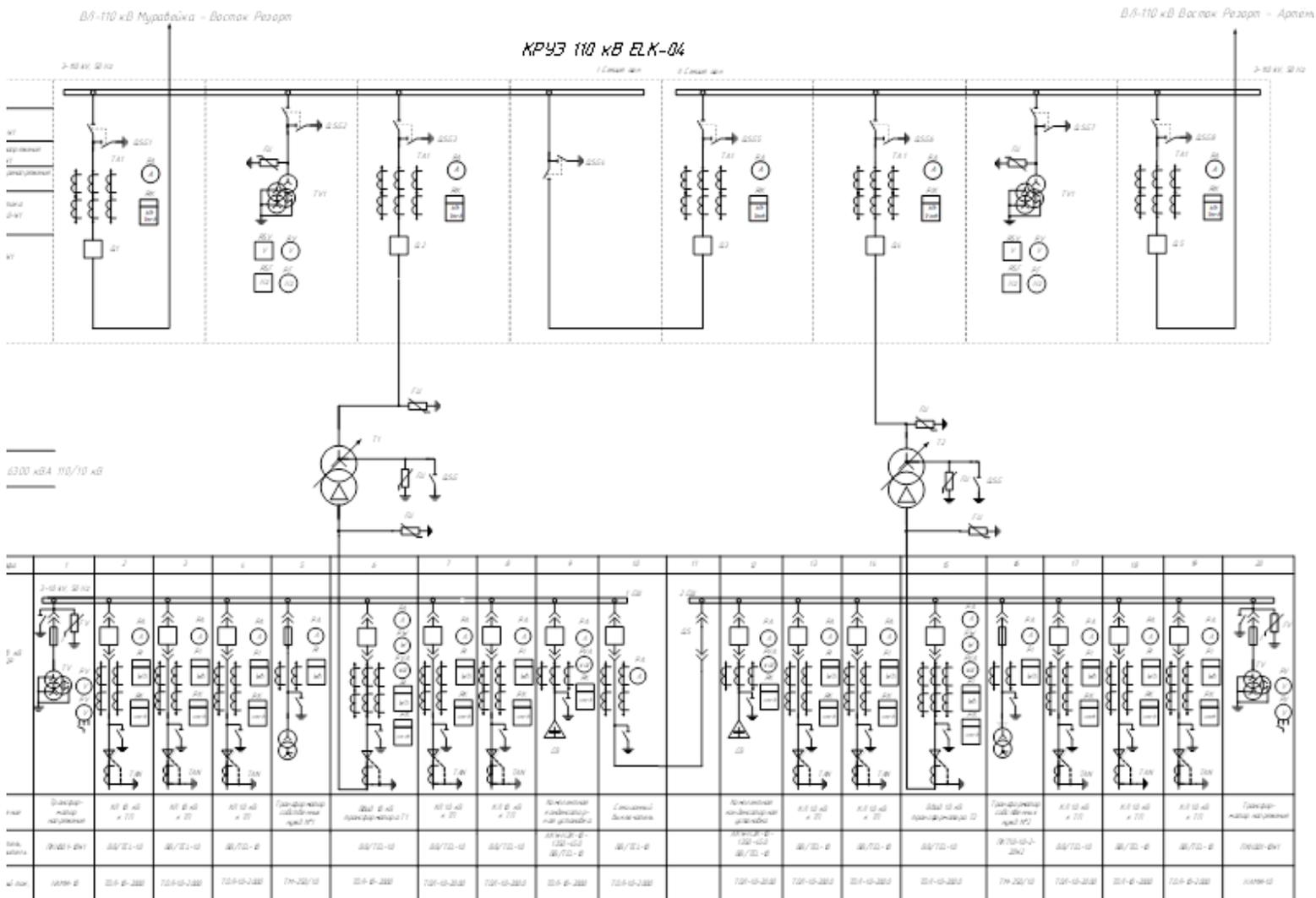


Рисунок 4 – Подробная однолинейная схема ПС Восток Резорт

## **5.3 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения и их анализ**

### **5.3.1 Вариант 1 — Строительство новой ПС 110/10 кВ «Восток Резорт» с подключением от ВЛ Артёмовская ТЭЦ – Муравейка**

В рамках первого варианта предлагается организация новой проходной подстанции 110/10 кВ «Восток Резорт» путем врезки в существующую воздушную линию 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Муравейка. Схематическое решение подключения представлено на рисунке 5 (см. графическую часть).

Этот вариант предполагает питание потребителей ООО «Восток Резорт» по стороне 10 кВ от новой подстанции, построенной с применением расщепления существующей ВЛ. Такое решение позволяет обеспечить надёжное энергоснабжение с минимальными затратами на строительство новой ВЛ, благодаря близости проектируемого центра питания к существующей линии электропередачи.

Данный вариант подразумевает:

- 1). Строительство новой подстанции Восток Резорт напряжением 110/10 кВ
- 2). разделение существующей линии Артёмовская ТЭЦ - Муравейка на линии Артёмовская ТЭЦ – Восток Резорт и Восток Резорт - Муравейка

#### **Выбор номинального напряжения**

Для обоснования номинального напряжения нового центра питания применяется методика, основанная на формуле Илларионова, которая позволяет оценить целесообразность применения того или иного уровня напряжения в зависимости от передаваемой мощности и расстояния линии.

Формула имеет следующий вид:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ},$$

В соответствии с расчётами, суммарная активная нагрузка от потребителей ООО «Восток Резорт» составляет 7,2 МВт, а расстояние от точки подключения

на ВЛ Артёмовская ТЭЦ – Муравейка до площадки ПС «Восток Резорт» — 1,1 км. Подставляя значения в формулу:

$$U_{\text{Рац}}^{\text{Восток резорт}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,1} + \frac{2500}{7,2}}} = 42,1 \text{ кВ}$$

Полученное значение ориентировочно соответствует номинальному напряжению 110 кВ, которое выбирается как рациональное для проектируемого узла.

Таким образом, данное решение позволяет подключить новую подстанцию к существующей высоковольтной сети без необходимости строительства протяжённых новых ЛЭП, что снижает затраты и сроки реализации проекта.

### **5.3.2 Вариант 2 – Строительство новой подстанции 110/10 кВ Восток Резорт с подключением к центру питания Артёмовской ТЭЦ.**

В данном варианте, необходимо подстроить новую подстанцию, которая будет подключена от Артёмовской ТЭЦ. Данная ПС будет обеспечивать питание потребителей ООО «Восток Резорт» с помощью 2 кабельных линий по стороне 10 кВ.

Данный вариант подразумевает:

- 1). Строительство новой ПС
- 2). Строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Восток Резорт, протяженностью 9 км.

Выбор рационального напряжения

Полученное значение ориентировочно соответствует номинальному напряжению 110 кВ, которое выбирается как рациональное для проектируемого узла.

Таким образом, данное решение позволяет подключить новую подстанцию к существующей высоковольтной сети без необходимости строительства протяжённых новых ЛЭП, что снижает затраты и сроки реализации проекта.

### **5.3.3 Вариант 3 – Строительство новой подстанции 35/10 кВ Восток Резорт с подключением к Артёмовской ТЭЦ.**

Снова строительство подстанции, которая будет питаться от Артёмовской ТЭЦ. Данная ПС будет обеспечивать питание потребителей ООО «Восток Резорт» с помощью 2 кабельных линий по стороне 10 кВ.

Данный вариант подразумевает:

- 1). Строительство новой ПС
- 2). Строительство ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Восток Резорт, протяженностью 9 км.

Выбор рационального напряжения

Полученное значение ориентировочно соответствует номинальному напряжению 110 кВ, которое выбирается как рациональное для проектируемого узла.

#### **5.3.4 Вариант 4 – Подключение к существующей ВЛ Артёмовской ТЭЦ – ПС Шкотово подстанции нового типа с напряжением 35 кВ**

Данный вариант предусматривает строительство новой ПС напряжением 35/10 кВ тупикового типа, которая будет питаться от ВЛ Артёмовской ТЭЦ - Шкотово. Данная ПС будет обеспечивать питание потребителей ООО «Восток Резорт» с помощью 2 кабельных линий по стороне 10 кВ.

Данный вариант подразумевает:

- 1). строительство новой ПС
- 2). строительство ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Восток Резорт, протяженностью 15 км.

Выбор рационального напряжения произведём аналогично предыдущим вариантам разработки схем электроснабжения.

Полученное значение ориентировочно соответствует номинальному напряжению 110 кВ, которое выбирается как рациональное для проектируемого узла.

Таким образом, данное решение позволяет подключить новую подстанцию к существующей высоковольтной сети без необходимости строительства протяжённых новых ЛЭП, что снижает затраты и сроки реализации проекта.

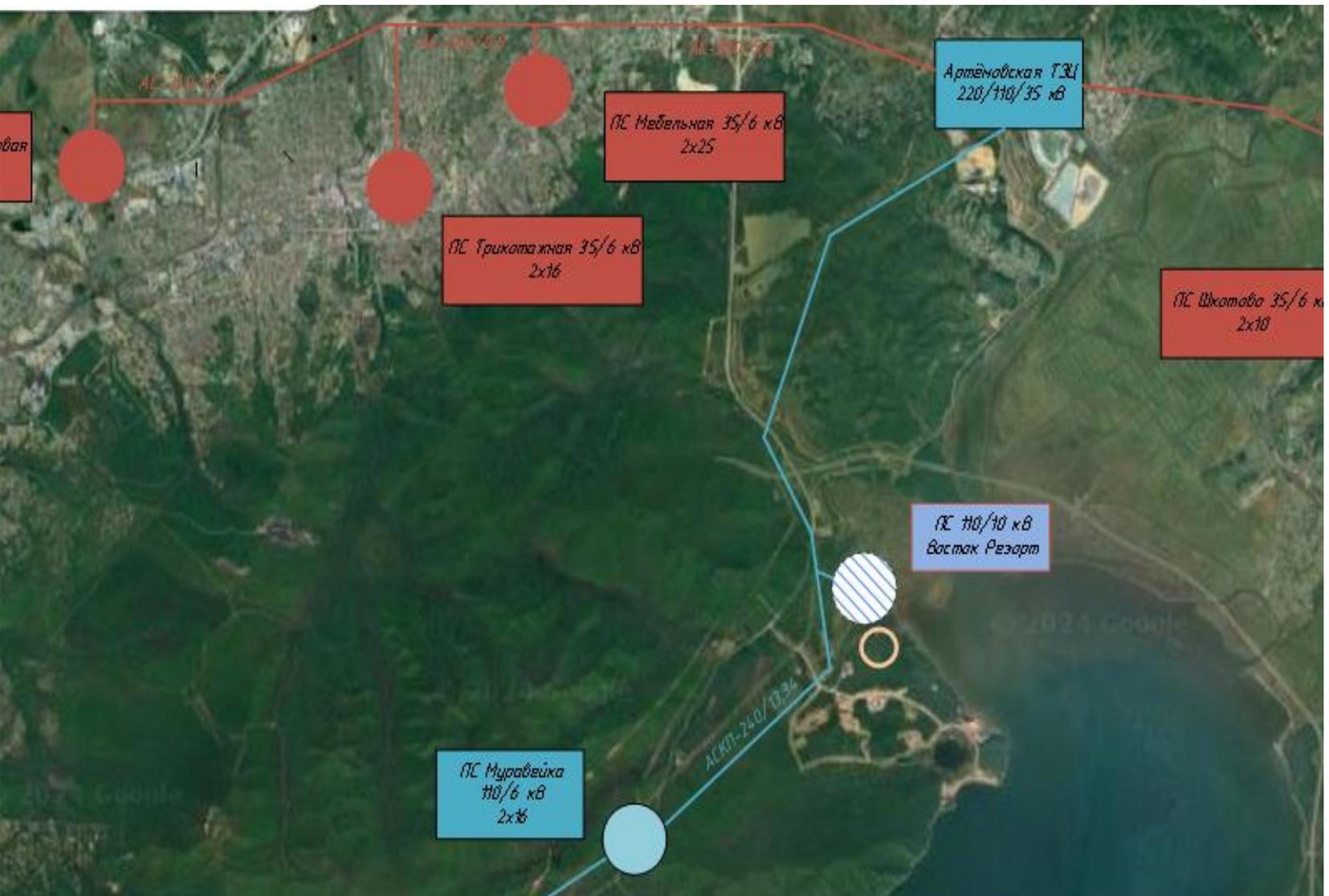


Рисунок 5 – 1 Вариант подключения ПС 110/10 кВ Восток Резорт



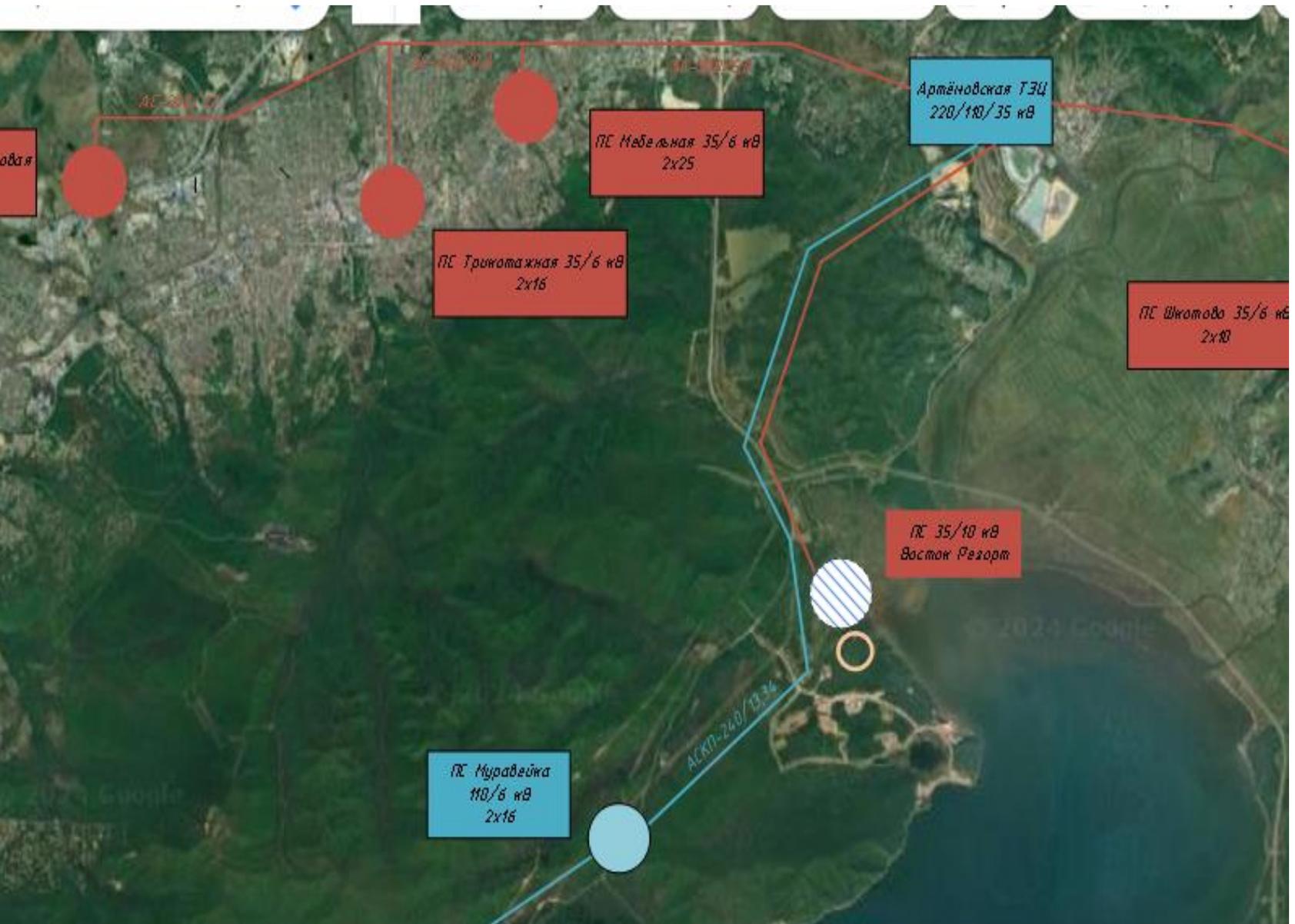


Рисунок 7 – 3 Вариант подключения ПС 35/10 кВ Восток Резорт

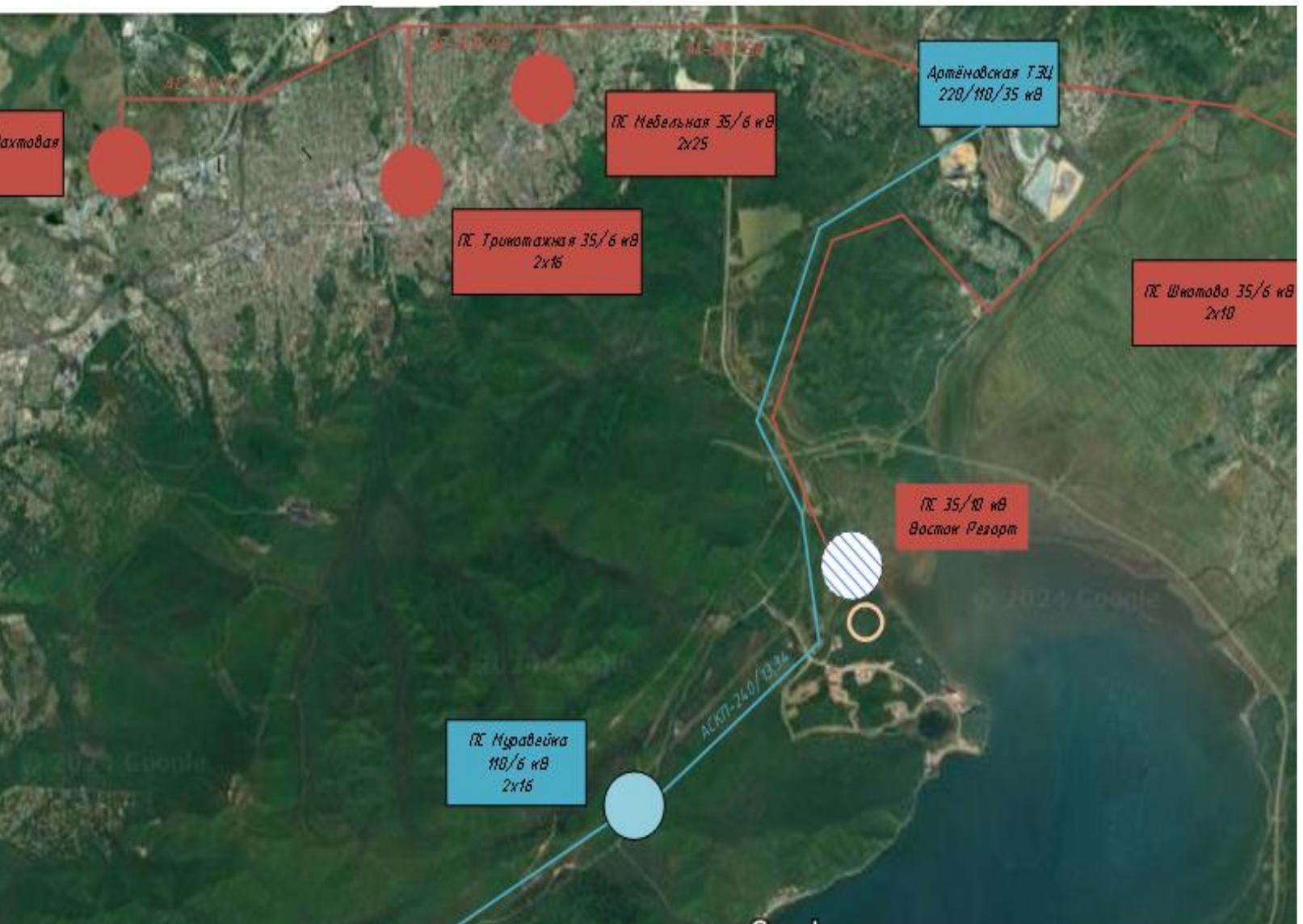


Рисунок 8 – 4 Вариант подключения ПС 35/10 кВ Восток Резорт

#### 5.4 Технический анализ предложенных вариантов подключения ПС 110/10 кВ «Восток Резорт» и выбор оптимальных решений

На данном этапе проектирования производится сравнительный технический анализ всех разработанных вариантов подключения новой подстанции 110/10 кВ «Восток Резорт». Цель анализа — определить два наиболее рациональных и экономически оправданных варианта, которые будут использоваться в дальнейшей проработке проекта.

Сопоставим ключевые технические характеристики всех четырёх вариантов подключения в сводной таблице (таблица не приводится, но предполагается в графической части или Приложении). По результатам анализа выявлено, что варианты №3 и №4 отличаются менее выгодными техническими параметрами: они либо предполагают использование пониженного уровня напряжения, не соответствующего расчётной величине, либо требуют значительных затрат на строительство и эксплуатацию.

Учитывая это, данные варианты исключаются из дальнейшего рассмотрения как технически и экономически нецелесообразные.

В дальнейшем проектной проработке подлежат варианты 1 и 2, признанные наиболее конкурентоспособными по следующим причинам:

Однолинейные схемы этих двух приоритетных вариантов подключения подстанции представлены на рисунках 9 и 10.

Таблица 3 – Технический анализ вариантов

№ вариантов	Uном, кВ	L, км	Кол-во выключателей
1	2	3	4
1	110	1,1	5
2	110	9	
3	35	9	
4	35	15	

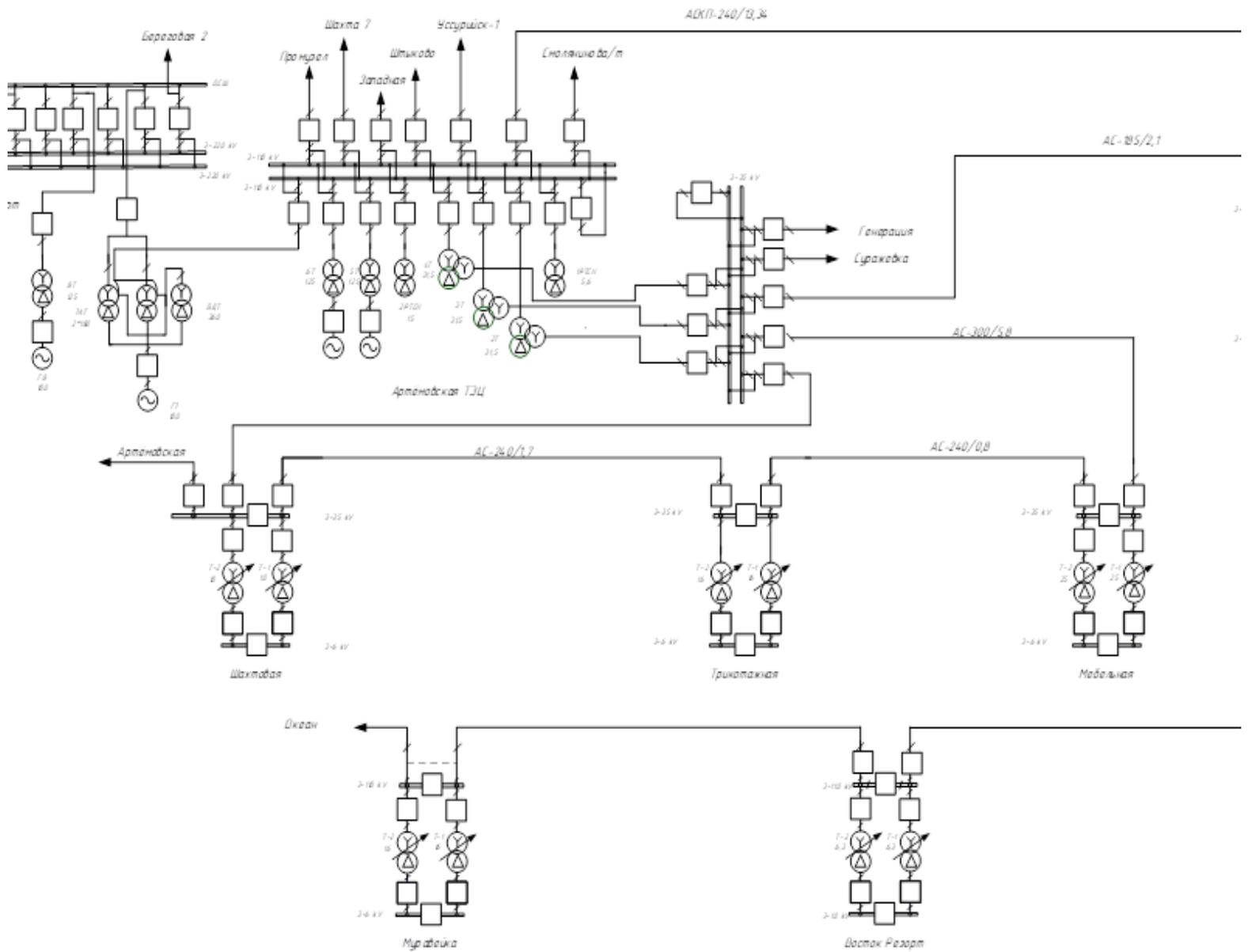


Рисунок 9 – Однолинейная схема 1 варианта подключения ПС 110/10 кВ Восток Резорт



## 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1 Выбор марки и сечения питающих линий на ПС 110/10 кВ Восток Резорт для 1 и 2 вариантов

Для определения оптимальной марки провода и его сечения на питающих линиях подстанции 110/10 кВ «Восток Резорт» необходимо выполнить расчёт протекающих по линиям токов. Основой расчёта служит определение токовой нагрузки, исходя из активной и реактивной мощности.

Реактивная составляющая мощности по результатам анализа составляет:

$$Q_{\text{неск}} = 1,1 \text{ МВар};$$

Выбор марки и сечения проводов воздушных линий электропередачи (ВЛ) осуществляется с использованием метода экономических интервалов токовых нагрузок, учитывая как электрические, так и экономические параметры.

Максимальный ток в линии определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{max}i} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}i}^2 + Q_{\text{неск}i}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (12)$$

Далее вычисляется расчётный ток линии, с учетом коэффициентов, отражающих изменения нагрузки во времени:

$$I_p = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (13)$$

На основании известной величины активной мощности потребителей ООО «Восток Резорт» — 7,2 МВт — и некомпенсированной реактивной мощности 1,1 МВАр, а также принятого номинального напряжения  $U = 110$  кВ, определим максимальный ток для одного цепи ( $n = 1$ ):

$$I_{\text{max. 110кВ}} = \frac{\sqrt{7,2^2 + 1,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,038 \text{ кА} = 38,4 \text{ А}$$

$$I_{p, 110кВ} = 38,4 \cdot 1,05 \cdot 1 = 40,3 \text{ А.}$$

В соответствии с экономическими токовыми интервалами и напряжением 110 кВ принимаем провод марки АС–70/11.

## **2 метод – экономические плотности тока.**

Так как значение тока уже было посчитано выше, то перейдём сразу к расчёту сечения по экономической плотности тока.

$$S = \frac{I}{j} \quad (14)$$

Где  $S$  – сечение проводника, мм<sup>2</sup>

$I$  – расчётный ток, А

$j$  – плотность тока, А/мм<sup>2</sup>

Так как номинальное напряжение сети равно 110 кВ, то плотность тока для данного напряжения, материала и типа линии выбирается из диапазона 0,4-0,6 А/мм<sup>2</sup>.

Следовательно:

$$S = \frac{40,3}{0,6} = 67,2 \text{ мм}^2$$

В соответствии с полученным сечением выбирается провод марки АС–70/11.

### **Вывод:**

При разработке воздушной ЛЭП 110 кВ прорабатывается вариант применения кабеля с уменьшенным диаметром (меньше стандартных 185 мм<sup>2</sup>), что обусловлено скромными нагрузочными характеристиками - не более 40 ампер. Основная задача - сокращение расходов на возведение энергомагистрали без ущерба для эксплуатационной стабильности и защищённости объекта.

#### **1. Токвая нагрузка**

Провод АС-70 способен передавать ток около 170 А при нормальных условиях. В данном случае ток 40 А проходит без перегрева.

#### **2. Механическая прочность**

ПУЭ (п. 2.5.28) требует устойчивости линии к ветровым и гололёдным нагрузкам. Согласно ГОСТ Р 52350.1–2005 / МЭК 60826:2003, минимально допустимое сечение по прочности для ВЛ 110 кВ — не менее 185 мм<sup>2</sup>.

Провода сечением 70 мм<sup>2</sup> не обеспечивают, надёжного пролёта более 150 м, устойчивости к обледенению (типовая нагрузка — до 600 Н/мм<sup>2</sup>) и длительной работы при вибрационных колебаниях.

### 3. Токи короткого замыкания

При КЗ ток может достигать 5–10 кА.

Провод 70 мм<sup>2</sup> не выдержит термического воздействия даже при токе КЗ в 5 кА длительностью 1 с. Риск расплавления, аварийного обрыва, возгорания.

### 4. Электрическая прочность и грозовая стойкость

Тонкие провода имеют худшие характеристики по грозовой стойкости, что снижает надёжность линии.

С учётом вышеизложенного и анализа технических требований применение провода АС – 70/11 недопустимо. Несмотря на более низкую цену, применение АС-70 приведёт к удорожанию конструкции, росту числа опор, ухудшению надёжности и нарушению нормативных требований.

Даже при токе нагрузки 40 А, использование провода сечением менее 185 мм<sup>2</sup> на ВЛ 110 кВ недопустимо. Это связано с требованиями по механической прочности, термической устойчивости к КЗ, надёжности при атмосферных воздействиях.

Наиболее экономически и технически обоснованным является применение АС-185.

Но ввиду того, что у нас уже имеется существующая линия АСКП – 240, к которой мы непосредственно будем присоединять новый центр питания, то в данном случае будем использовать аналогичное сечение по следующим причинам:

1. Единообразие и технологическая совместимость
2. Избежание ступенчатого изменения характеристик
3. Минимизация рисков на перспективу

Даже если сейчас ток всего 40 А, в будущем нагрузка может вырасти. Сечение 240 мм<sup>2</sup> даёт огромный запас по току (до 600–800 А в зависимости от условий подвеса); долговечность и надёжность, включая устойчивость к КЗ.

Дополнительно, проведём проверку существующей линии Артёмовская ТЭЦ – ПС Муравейка, выполненная проводом АСКП – 240, протяжённостью 13,34 км, на возможность подключения ПС Восток Резорт.

Существующая нагрузка на данной линии электропередачи составляет 71 МВА, в соответствии с данными контрольных замеров. Дополнительная подключаемая нагрузка равна 9,311 МВА, в соответствии с таблицей 2 раздела 4.

Общая мощность на линии равна:

Рассчитаем максимальный ток на данной ВЛ:

$$I_{\max. 110\text{кВ}} = \frac{9,311+71}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,422 \text{ кА} = 422 \text{ А}$$

Падение напряжения определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (15)$$

$$\Delta U_{\text{ВЛ АТЭЦ-ПС Муравейка}} = \frac{422 \cdot \sqrt{3}}{110} \cdot (1,612 \cdot 0,9 + 4,55 \cdot 0,436) \cdot 100\% = 2,28 \%$$

По результату полученных значений, линия выдержит нагрузку в 80,3 МВА. Падение напряжение составило 2,28 % - в пределах нормы (до 10%). Ток 422 А находится в рамках допустимого для данной линии (610 А).

## **6.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 110/10 кВ «Восток Резорт» для вариантов 1 и 2**

В соответствии с классификацией потребителей по надёжности электроснабжения, ООО «Восток Резорт» относится ко II категории. Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), для потребителей этой категории необходимо обеспечение электроснабжения от двух независимых источников питания, с возможностью автоматического резервирования.

На подстанциях, обслуживающих потребителей II категории, как правило, устанавливается два силовых трансформатора, каждый из которых должен быть способен обеспечить питание всей нагрузки в случае выхода из строя другого.

Определение расчётной мощности трансформатора

Необходимая номинальная мощность трансформатора рассчитывается по следующей формуле:

$$k_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.HH})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{T_{\text{ном}}} \cdot N_T} \quad (17)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{(7,2)^2 + (1,1)^2}}{6,3 \cdot 2} = 0,6$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_{3_{\text{п/ав}}} = \frac{\sqrt{(P_{P.HH})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (18)$$

$$k_{3_{\text{п/ав}}} = \frac{\sqrt{(7,2)^2 + (1,2)^2}}{6,3} = 1,16$$

### 6.3 Выбор оптимального варианта развития сети из вариантов 1 и 2

Основной задачей настоящего раздела является выбор наиболее рационального пути развития проектируемой электрической сети на основании анализа показателей экономической эффективности. Для этого проводится сравнительная оценка капитальных затрат на реализацию каждого из двух рассматриваемых вариантов. В качестве основы для расчетов используются укрупнённые нормативы стоимости типовых решений в сфере капитального строительства энергетических объектов, утверждённые Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 года № 10. Эти нормативы охватывают объекты электросетевого комплекса и позволяют выполнить сопоставимый и обоснованный расчёт на стадии проектных проработок.

### 6.3.1 Капитальные вложения

Целью данного подраздела является определение объёма капитальных вложений, необходимых для строительства или модернизации элементов электросетевой инфраструктуры, включая подстанции и линии электропередачи.

Капитальные вложения — это совокупность ресурсов, затрачиваемых на создание, обновление или расширение производственной инфраструктуры. В энергетике они охватывают материальные, финансовые и трудовые ресурсы, направляемые на реализацию технико-экономических решений.

При расчёте стоимости строительства объектов сетевого хозяйства учитываются вложения в следующие составляющие:

- возведение или модернизация подстанций;
- строительство воздушных линий электропередачи;
- прокладка кабельных линий (при наличии);
- иные постоянные затраты, связанные с реализацией проекта.

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{КЛ}} \quad (19)$$

Подстанции могут включать в себя различное оборудование: трансформаторы, выключатели, распределительные устройства и другие элементы. Их стоимость формируется с учётом типа исполнения, уровня напряжения, конструктивных особенностей и объёма сопутствующих работ (например, при реконструкции действующих объектов).

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ВЫКЛ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{\text{ПС}^*} \cdot K_{\text{инф}}, \quad (20)$$

При этом стоимость элементов приводится к текущему уровню цен с использованием индексов инфляции и корректирующих коэффициентов, отражающих региональные особенности строительства. Это позволяет добиться более точного и актуального представления об уровне необходимых инвестиций.

Аналогично рассчитываются затраты на сооружение воздушных линий электропередачи, исходя из протяжённости трассы, нормативной стоимости за

единицу длины, а также с учётом региональных коэффициентов и инфляционных индексов.

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (21)$$

Расчётные данные по варианту 1 сведены в таблицу 4, а по варианту 2 — в таблицу 5. Эти данные служат основой для дальнейшего выбора оптимального варианта, учитывая как капитальные затраты, так и потенциальную надёжность и гибкость будущей электрической сети.

Таблица 4 – Капитальные вложения для варианта №1

Элементы сети	К, тыс.руб
1	2
Воздушные линии	10 432
Трансформаторы	32 118
Ячейка выключателей	43 135
Постоянная часть затрат	18 000
Противоаварийная автоматика	4 244

Таблица 5 – Капитальные вложения для варианта №2

Элементы сети	К, тыс.руб
1	2
Воздушные линии	54 976
Трансформаторы	32 118
Ячейки выключателей	43 135
Постоянная часть затрат	18 000
Противоаварийная автоматика	4 244

Суммарные капитальные вложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{общ} = 107\,929$  тыс.руб;
- вариант №2:  $K_{общ} = 152\,473$  тыс.руб.

### 6.3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (22)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р.} = \alpha_{тэовл} * K_{ВЛ} + \alpha_{тэопс} * K_{ПС} \quad (23)$$

где  $\alpha_{тэовл}$ ,  $\alpha_{тэопс}$ , – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэовл} = 0,8\%$ ;  $\alpha_{тэопс} = 4,9\%$ );).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (24)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (25)$$

где  $K$  – капитальные вложения в соответствующие оборудование;

$a_p$  - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Издержки

Вариант	$I_{Э.р.}$ , тыс.руб	$I_{ам.рен.}$ , тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	$I$ , тыс.руб
1	2	3	4	5
№1	10094	23064	25024	58 182
№2	12254	32764	27594	72 612

### 6.3.3 Выбор оптимального варианта подключения ПС Восток Резорт

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

## Оценка экономической эффективности варианта №1

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (26)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

$T$  – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (27)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 7,2 \cdot 5200 = 37\,440 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{Pt} = 37\,440 \cdot 4,69 = 175\,593,6 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{6t} = O_{Pt} - K_t - I_t - Y_t; \quad (28)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$Y_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$N_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (29)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $\Pi_{чt}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $\Pi_{6t}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{чt} = \Pi_{6t} - N_t; \quad (30)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (31)$$

где  $d = 9,25\%$  – коэффициент дисконтирования;

$T_p$  – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Оценка экономической эффективности варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 11 и 12.

Вывод: на основании проведённых технико-экономических расчётов и графиков ЧДД, удалось выбрать оптимальный вариант развития сети, а именно подключения потребителей ООО «Восток Резорт» будет осуществлено по 1 варианту.

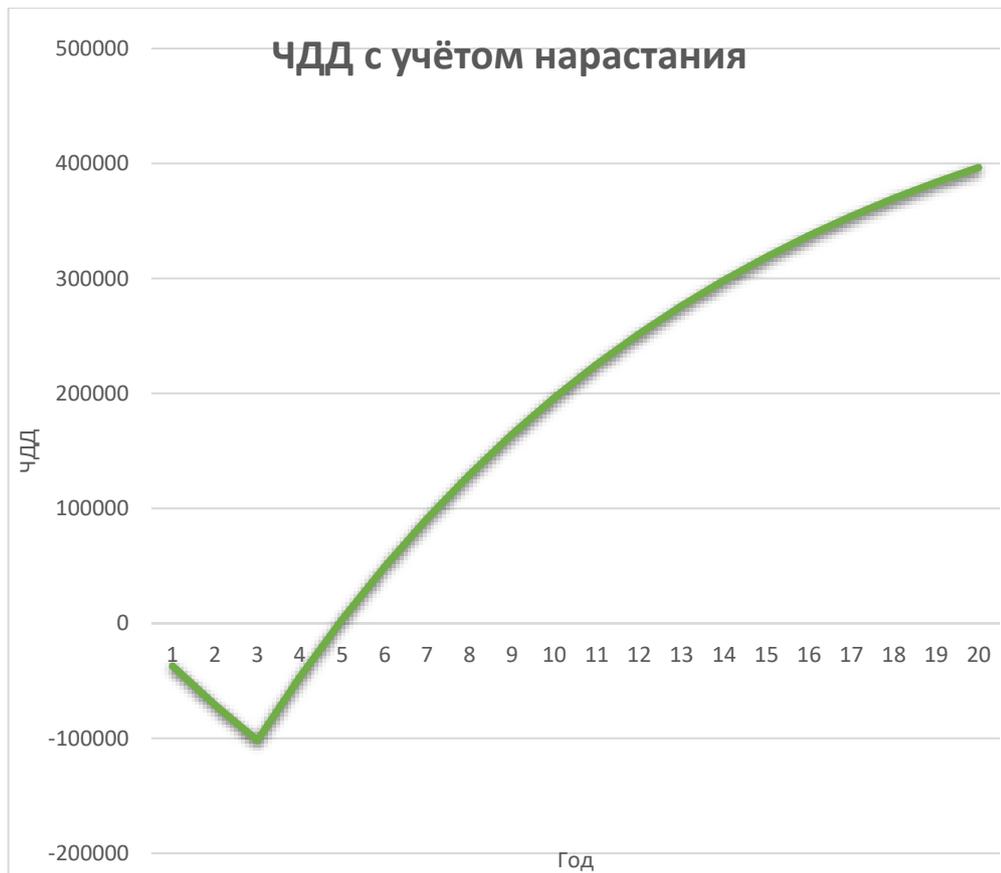


Рисунок 11 – График ЧДД Варианта №1



Рисунок 12 – График ЧДД Варианта №2

## 7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Первым шагом приступим к расчёту сопротивлений схемы замещения. Так как в предыдущих главах выбор оборудования уже был произведён (силовые трансформаторы и ЛЭП), то нам не составит никакого труда произвести соответствующие расчёты и найти токи короткого замыкания.

Для оценки надёжности и устойчивости оборудования электрической сети проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ). В рамках данной работы рассматривается наиболее критичный вид аварийного режима — трёхфазное короткое замыкание. Оно используется в расчётах как базовый случай, поскольку позволяет проверить электродинамическую прочность коммутационной аппаратуры, а также термическую стойкость токоведущих элементов электроустановок.

Расчёт токов КЗ выполняется в относительных единицах. При этом, в соответствии с принятой практикой, из анализа исключаются активные сопротивления и проводимости элементов сети, а также фазовые углы между векторами электродвижущих сил (ЭДС) источников. Благодаря такому упрощению, расчётная схема замещения формируется исключительно на основе индуктивных сопротивлений и ЭДС источников, участвующих в питании участка сети, где предполагается короткое замыкание.

В качестве базисной мощности на стороне 110 кВ подстанции 220/110/6 кВ «АТЭЦ» принята величина 100 МВА. Для проведения расчёта выбраны базисные напряжения на соответствующих ступенях сети:

Принимаем за базисную мощность на шинах 110 кВ ПС 220/110/6 кВ АТЭЦ:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{б1}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{б2}} = 10 \text{ кВ}.$$

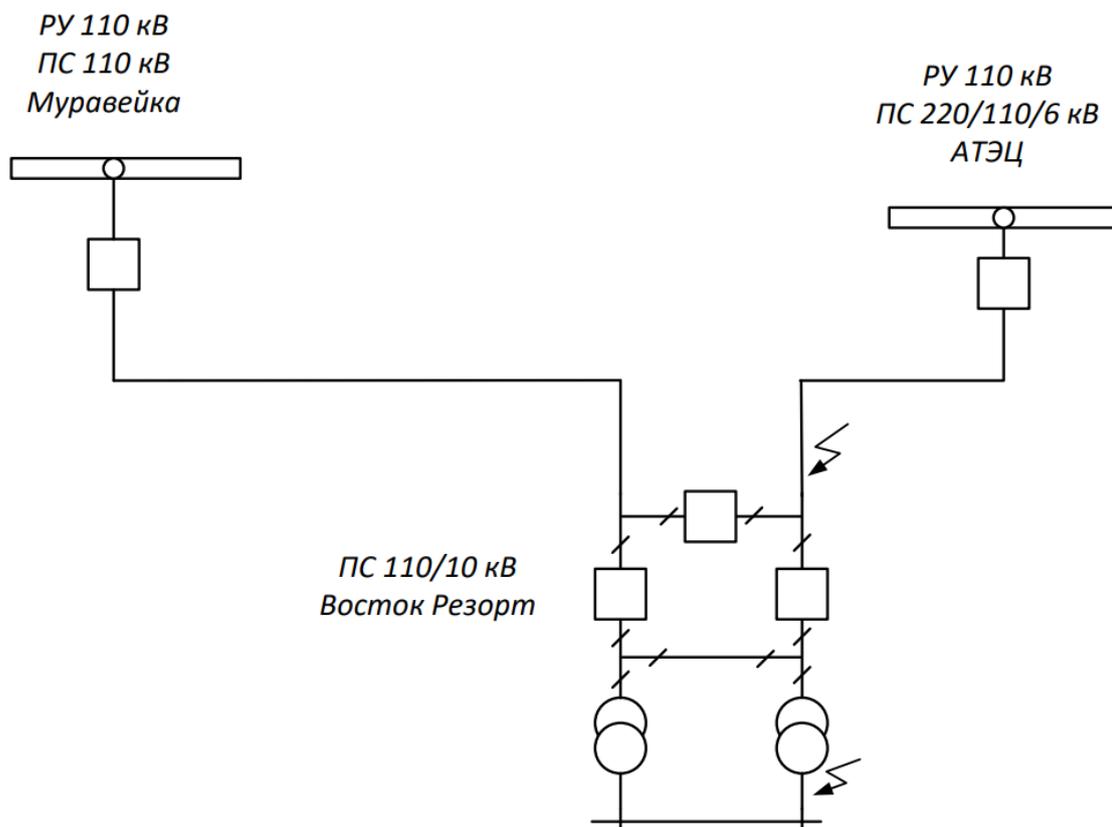


Рисунок 13 - Схема для расчета токов короткого замыкания

На рисунке 13 представлена схема участка сети, используемая для расчёта токов КЗ. В неё включены основные элементы, определяющие реакцию системы на возникновение короткого замыкания. На основе этой схемы формируется схема замещения (см. рисунок 14), в которой учтены ЭДС и индуктивные сопротивления элементов сети.

В качестве источников ЭДС в схеме замещения рассматриваются шины подстанций 110 кВ «АТЭЦ» и 110 кВ «Муравейка». Каждый элемент схемы — трансформаторы, линии электропередачи — характеризуется как активным, так и реактивным сопротивлением. Однако, учитывая незначительное влияние активных сопротивлений на величину токов КЗ в сетях 110 кВ, при расчётах они опускаются.

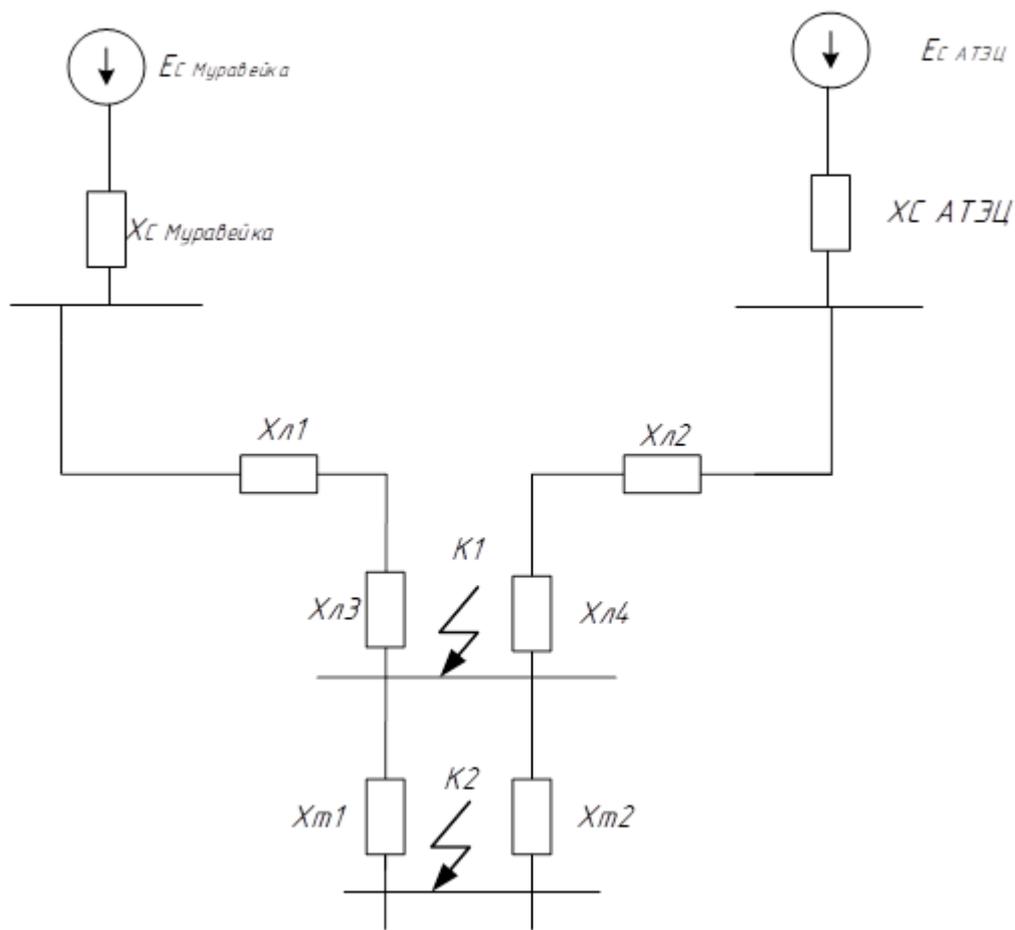


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Далее упрощается схема замещения для последующего определения суммарного эквивалентного сопротивления, влияющего на величину тока КЗ в точке К1. Анализ схемы показывает, что сопротивления участков от подстанции «Муравейка» ( $X_c$  Муравейка), а также линий Л1 и Л3, соединены последовательно. Аналогичным образом соединены сопротивления подстанции «АТЭЦ» ( $X_c$  АТЭЦ), линий Л2 и Л4. Эти сопротивления подлежат последовательному суммированию с последующим определением результирующего сопротивления цепи.

$$S_{\text{сис}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{сети}} \cdot I_{\text{номоткл}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 40,5 = 7707,15 \text{ МВА}$$

Найдем сопротивления схемы замещения для расчета токов короткого замыкания, при определении сопротивления системы используется значение

отключения тока короткого замыкания на выключателях 220 кВ ПС АТЭЦ и 110 кВ Муравейка.

$$X_c = \frac{100}{7707,15} = 0,013$$

$$X_{тр} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{6,3} = 1,66$$

$$X_{л1} = 0,42 * 0,4 * \frac{100}{110^2} = 0,0014,$$

Остальные сопротивления линий находятся аналогичным образом.

Результаты расчетов сопротивлений системы сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Сопротивления системы

Сопротивление системы	Значение сопротивление в о.е.
1	2
Xс Муравейка	0,013
Xс АТЭЦ	0,013
Xл1	0,0014
Xл2	0,0014
Xл3	0,024
Xл4	0,031
Xтр	0,66

Оборудования для наполнения подстанции, такие как разъединители, выключатели и многие другие необходимые аппараты, выбираются по нескольким параметрам, которые объединяют некоторые общие элементы. Этими элементами являются значения ТКЗ. Природа их появлений различна, но, в общем и целом, это ненормальный режим работы, а оборудования в таком режиме не должно выйти из строя, поэтому и нужно знать расчётные ТКЗ.

На основании схемы замещения и известных значений индуктивных сопротивлений выполняется определение эквивалентного сопротивления участка сети в точке возникновения КЗ. В рамках расчёта определяются следующие параметры:

периодическая составляющая тока КЗ;

её значение в момент коммутационного отключения;

апериодическая составляющая в момент отключения — для оценки коммутационной устойчивости выключателя;

ударный ток короткого замыкания, необходимый для анализа электродинамической прочности оборудования, включая выключатели и трансформаторы тока.

Базисный ток в расчетных точках находится по следующей формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (35)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52 \text{ кА}$$

Процедура расчёта токов КЗ начинается с выбора критической точки замыкания. Обычно такой точкой считается место, в котором проявляются наибольшие токи — это позволяет учесть наиболее неблагоприятный сценарий. В данном проекте выбраны следующие точки возникновения КЗ:

шины 110 кВ подстанции 110/10 кВ «Восток Резорт»;

шины 10 кВ той же подстанции.

Значения ЭДС системы принимаются равными единице, что соответствует расчётной модели в относительных единицах.

$$X_{\text{экв1}} = X_{\text{с Муравейка}} + X_{\text{л1}} + X_{\text{л3}} = 0,013 + 0,0014 + 0,0243 = 0,04;$$

$$X_{\text{экв2}} = X_{\text{с АТЭЦ}} + X_{\text{л2}} = X_{\text{л4}} = 0,013 + 0,0014 + 0,031 = 0,046$$

Для большей наглядности развернем элементы схемы так, чтобы было понятно их соединения и как бы их будем эквивалентировать в рисунок 15.

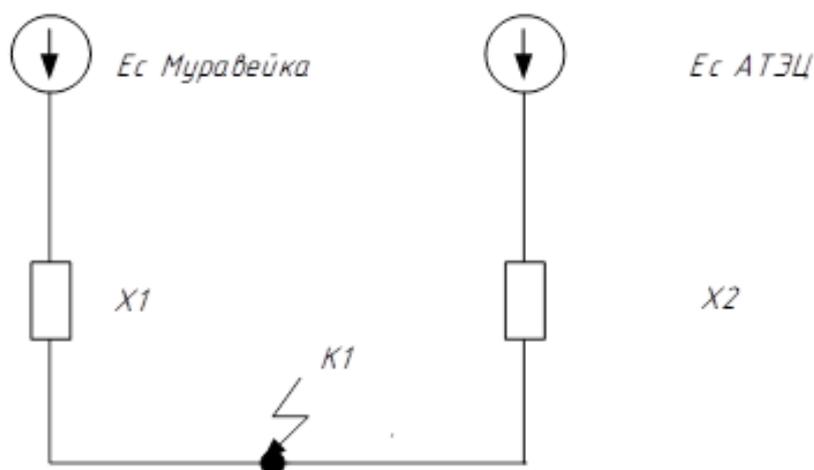


Рисунок 15 – схема для расчета токов КЗ

По полученной схеме объединим ЭДС с одинаковыми значениями и их сопротивления и просуммируем для получения полного эквивалентного сопротивления.

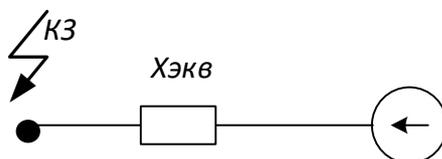


Рисунок 16 – Эквивалентная схема для расчета токов КЗ

Эквивалентное сопротивление для расчета токов КЗ находится по формуле:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} * X_{\text{ЭКВ2}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}}} = \frac{0,039 * 0,046}{0,039 + 0,046} = 0,021$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E}{X_{\text{ЭКВ}}} I_6, \quad (36)$$

$$I_{\text{п0}} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,52 = 24,9 \text{ кА}$$

где E и X – ЭДС и сопротивление в эквивалентной схеме.

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ в ветви системой равно:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}, \quad (37)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 24,9 = 34,8 \text{ кА},$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ определяются соответственно по выражениям:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{о.в.}}}{T_a}}; \quad (38)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} k_{\text{уд}}, \quad (39)$$

где  $T_a$  - постоянная времени, которая находится по формуле:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}; \quad (40)$$

где R- активное сопротивление, которое при расчете токов КЗ на напряжение 110 кВ не учитывается, так как расчет ведется упрощенный.

$$T_a = \frac{0,021}{314} = 0,0001$$

где  $t_{o.v.}$  - время отключения выключателя с учетом времени срабатывания РЗ, примем  $t_{o.v.} = 0,065$  с;

$k_{уд}$  - ударный коэффициент, который находится по формуле:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} \quad (41)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0001}} = 1,0001$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 24,9 \cdot e^{-\frac{0,065}{1}} = 32,6;$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 24,9 \cdot 1 = 34,8,$$

Для точки К2 расчет ведется аналогичным образом только к сопротивлению линий эквивалентному присоединяются сопротивления силовых трансформаторов.

Эквивалентное сопротивление к точке К32 находится по формуле:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{(X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{T1}}) \cdot (X_{\text{ЭКВ2}} + X_{\text{T2}})}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}} + X_{\text{T1}} + X_{\text{T2}}} = \frac{(0,05 + 1,66) \cdot (0,04 + 1,66)}{1,66 \cdot 2 + 0,05 + 0,04} = 0,85$$

Значения периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени можно получить по формуле:

$$I_{п0} = \frac{1}{0,85} \cdot 8,9 = 10,44 \text{ кА}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ в ветви системой равно:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 10,44 = 15,03 \text{ кА},$$

Значение аperiодической составляющей тока КЗ в момент отключения КЗ и ударный ток КЗ

$$T_a = \frac{1,4}{314} = 0,0045$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0045}} = 1,0004$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,44 \cdot e^{-\frac{0,0045}{1}} = 14,97;$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,44 \cdot 1,0004 = 15,04,$$

Таблица 8 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Постоянная времени затухания, с	Ударный коэффициент $\tau$	Ударный ток, кА
1	2	3	4	5	6
К1 ВН	24,9	34,8	0,0001	1,000	34,8
К2 НН	10,44	15,03	0,0045	1,0004	15,04

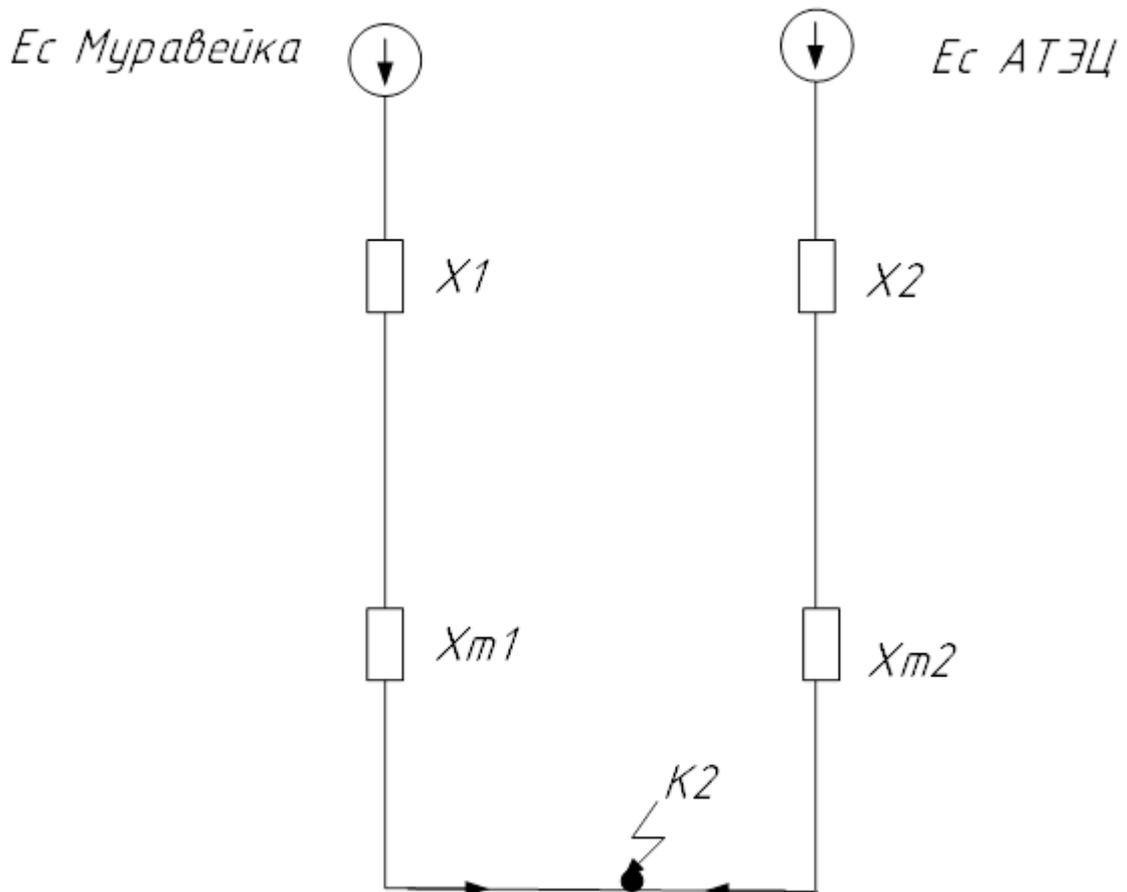


Рисунок 17 - Схема замещения для точки К2 на ПС 110/10 кВ Восток Резорт

## 8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 110/10 КВ ВОСТОК РЕЗОРТ

### 8.1 Выбор ячеек КРУ

Электроустановка представляет собой комплекс оборудования, предназначенного не только для приёма и распределения электроэнергии, но и для её передачи. В её состав могут входить различные коммутационные, безопасную работу системы – называется распорядительное устройство.

Для проектирования ПС 110/10 кВ Восток Резорт будут использованы последние новейшие решения в плане распределительных устройств, и для этого на напряжение 110 кВ будет использовано КРУ с элегазовой изоляцией, а на напряжение 10 кВ будет разработано своё отдельное КРУ.

Особенностью КРУЭ, помимо общеизвестных: надёжности и безопасности, экономичности и длительному рабочему ресурсу, так же отнесём последние новейшие изменения такие как систематизированная гибкость. Данное словосочетание означает, что КРУЭ возможно расширять и реконструировать модульные конструкции.

Заводское изготовление модулей, которые к тому же безопасны к прикосновению, по причине закрытия токоведущих частей специальным кожухом, позволяет быстро и эффективно осуществлять сборку и установку, а также обеспечивает надёжную и быстрый ввод в эксплуатацию.

Применение элегазовой смеси в настоящем комплектном распределительном устройстве имеет ряд преимуществ по сравнению с обычными распределительными устройствами и открытого для закрытого типа его основные свойства это дугогасительной и электроизоляционные. Он в отличие от остального газа не горящий, также, его использование в электроустановках позволяет значительно уменьшить габариты, а ещё одно преимущество заключается в том, что КРУЭ состоит из модулей, которые легко меняются и каждый модуль представляется собой закрытую часть, поэтому при замене блоков элегаз из других блоков никуда не выпускается.

После того, как мы рассмотрели плюсы КРУЭ, принимаем решение принять его к установке и на стороне 110 кВ выбираем следующий тип: АВВ типа ELK-04 – это модульная система до 170 кВ, 1250 А, 31,5 кА.

Преимущества и причины выбора КРУЭ данного типа, следующие:

1 – Уменьшенные габариты позволяют снизить эксплуатационные расходы на строительство, а характеристики в разы лучше аналогов в мире.

2 – количество комплектующих деталей снижено, а также совершенно новая технология управления и защиты.

3 – техническое обслуживание сведено к минимуму, а безопасность к максимуму.

4 – выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, все это новейшего поколения с максимальной эффективностью.

Комплектное устройство на примере ELK-04, состоит из:

1 – отключатель

2 – совмещающий заземлитель

3 – напряженческий трансформатор

4 – токовый трансформатор

5 – ввод элегаз воздух

6 – шкаф местного управления

7 – быстродействующий заземлитель

Для стороны 10 кВ выбираем распределительное устройство «Классика» серии D-12P электротехнического завода «ВЕКТОР», который входит в группу компаний «Таврида Электрик», её предназначение — это приём и передача электричества, соответствующего параметров в соответствии с ГОСТ.

Её конструктивные решения, наглядность и простота обеспечивают безопасность эксплуатации, а её высоколокализационная способность предотвращая ошибки и некорректные действия персонала.

## 8.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей осуществляется с учётом целого ряда технических характеристик, определяющих их надёжность и соответствие условиям эксплуатации. Однако, поскольку производителями уже обеспечено соблюдение взаимосвязанных параметров в рамках принятых стандартов и технических условий, на практике при подборе выключателей акцент делается на ключевых, определяющих характеристиках.

После выбора выключателя по основным показателям (номинальное напряжение, номинальный ток, отключающая способность и др.) можно считать, что остальные параметры соответствуют требованиям, поскольку они гарантируются производителем и регламентированы действующими стандартами. Таким образом, выбор выключателя упрощается, сводясь к сопоставлению проектных данных с основными паспортными характеристиками оборудования.

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{откл,ном}}; \quad (42)$$

допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам:

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл,ном}}; \quad (46)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} \quad (47)$$

где  $i_{a,\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$i_{a,\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

где  $t_3$  – время действия релейной защиты (0,01 с);

$t_{c,в}$  – собственное время отключения выключателя.

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл,ном}}{100}; \quad (49)$$

где  $\beta_n$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Если условие (30) соблюдается, а (31) нет, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}\right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл,ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \quad (50)$$

По включающей способности проверка производится проверка производится по условию:

$$i_{y\partial} \leq i_{вкл} \quad (51)$$

$$I_{n,0} \leq I_{вкл} \quad (52)$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{n,0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

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

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

Заводами-изготовителями соблюдается  $k_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы  $k_{y\partial}$  может быть более 1,8.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n,0} \leq I_{дин} \quad (53)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{дин} \quad (54)$$

где  $i_{дин}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (55)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{мер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{мер}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (56)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ( $t_{отк} = \tau$ ).

Результаты выбора сведем в таблицы для каждого выключателя.

Выбираем высоковольтный элегазовый выключатель из комплекса ELK-025.

Каждый такой выключатель в вышеупомянутом КРУЭ имеет 3 однофазных полюса, каждый из них состоит из привода, колонки с одной дугогасительной камерой и корпуса с основной опорной конструкцией.

Его параметры приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры выключателя ELK-04-1250

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{раб} = 40,3$ А	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 9

1	2	3
$I_{откл}=31,5 \text{ кА}$	$I_{по}=24,9 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл}=135 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,8 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$I_{вкл}=164 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$I_{дин}=80 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,8 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$I_{дин}=80 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$I_{а ном}=164 \text{ кА}$	$I_{а}=34,8 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 293 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

В связи с тем, что в выбранной схеме распределительного устройства реализована односекционная система шин с секционированием, между секциями устанавливается секционный выключатель. Этот элемент необходим для обеспечения возможности автоматического включения резерва при потере питания на одной из секций.

Таблица 10 – Параметры выключателя ВВ/TEL-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} = 443 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,44 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл,ном}$
$I_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$I_{а} = 15,03 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 203 \text{ кА}$	$I_{а} = 15,03 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,04 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,04 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$

1	2	3
$i_{a,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ат} = 15,03 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 785,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

### 8.3 Выбор и проверка секционного выключателя

С точки зрения электрических нагрузок, через секционный выключатель будет проходить ток, равный половине от общего тока на вводе. В данном случае, при токе на вводе 443 А, через секционный выключатель будет протекать приблизительно 221 А. Учитывая эти условия, в качестве секционного выключателя также может быть использован вакуумный выключатель серии ВВ/TEL-10, установку которого допускает конструкция КРУ типа «Классика». Данный аппарат проверяется на устойчивость к воздействию токов короткого замыкания по той же методике, что и вводные выключатели.

### 8.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей осуществляется, как правило, по их номинальным параметрам: рабочему току и напряжению. При этом расчёт отключаемого тока не производится, так как разъединители предназначены для работы в обесточенных цепях. Основное внимание при проверке уделяется обеспечению соответствия требованиям по термической и электродинамической стойкости.

Для рассматриваемой схемы целесообразно применение комбинированного разъединителя с заземлителем, соответствующего классу напряжения, например, КРУЭ типа ELK-04. Такое решение обеспечивает надёжность коммутации и удобство эксплуатации в распределительном устройстве.

Заземлитель в данном модуле особо быстродействующий, предназначен для важной цели, а именно защиты персонала при тех обслуживании и монтаже.

Из дополнительных преимуществ значится:

- 1 – трёхполюсный надёжный привод
- 2 – механическая блокировка
- 3 – один привод
- 4 – высокие технические показатели

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 40,3 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 34,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

### 8.5 Подбор изоляторов

В распределительных устройствах для крепления шин применяются опорные, проходные и подвесные изоляторы. Их выбор производится с учётом следующих критериев:

- соответствие классу номинального напряжения;
- допустимая механическая нагрузка;
- номинальный ток (для проходных изоляторов).

В расчётах учитывается нагрузка на изолятор в многопролетной конструкции шин, которая не должна превышать 60 % от значения предельной (разрушающей) нагрузки, согласно требованиям ПУЭ. Расчётная нагрузка на один пролет определяется массой и длиной шин, а также схемой крепления.

Следует отметить, что в КРУЭ ELK-04 (производства АВВ), предназначенном для напряжения 110 кВ, используются изоляционные

элементы, уже прошедшие полный комплекс проверок на прочность, устойчивость и соответствие номинальным параметрам. Поэтому дополнительный индивидуальный расчёт и выбор изоляторов в рамках проекта не требуется.

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (57)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (58)$$

Расчётная сила:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} \quad (60)$$

В конструкции КРУЭ АBB ELK-04, напряжением 110 кВ, используются изоляторы и изоляционные конструкции и так рассчитанные на номинальные напряжение и ток, требуемую механическую нагрузку в условиях работы на данных комплексных устройствах, поэтому их выбор и проверка не производится.

## **8.6 Выбор трансформаторов тока**

Трансформаторы тока применяются для преобразования значений первичных токов до уровней, пригодных для измерительных приборов, устройств защиты и автоматики, а также для гальванической развязки между первичными цепями высокого напряжения и вторичными цепями низкого напряжения.

При выборе трансформаторов тока учитываются следующие параметры:

- класс номинального напряжения;
- максимальный ток нагрузки;
- соответствие номинального первичного тока рабочему (желательно максимально близкое значение для минимизации погрешностей);
- вторичная нагрузка;
- параметры термической и динамической стойкости.

Также принимается во внимание конструктивное исполнение трансформатора, исходя из особенностей монтажа и условий эксплуатации в составе конкретного распределительного устройства.

Трансформаторы тока (ТТ) играют ключевую роль в работе подстанции, обеспечивая точное измерение параметров электроэнергии и защиту оборудования. При их выборе необходимо учитывать несколько важных факторов:

Номинальное напряжение – должно соответствовать уровню напряжения в сети подстанции.

Токовая нагрузка – первичный и вторичный токи ТТ должны соответствовать рабочим условиям.

Класс точности – зависит от назначения (для учёта электроэнергии требуются более точные ТТ, чем для защиты).

Конструктивное исполнение – выбор между опорными, проходными или шинными ТТ зависит от схемы подключения.

Термическая и динамическая стойкость – трансформатор должен выдерживать возможные перегрузки и короткие замыкания.

Расчетная нагрузка ( $Z_H$ ) наиболее загруженного трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_H = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_K, \text{ Ом} \quad (61)$$

где  $Z_K$  - переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{приб}}$  - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \text{ Ом}, \quad (62)$$

где  $\sum S$  - суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_H$  - номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров.}}$  - сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \text{ Ом}, \quad (63)$$

где  $\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм<sup>2</sup>;

$S$  - площадь сечения провода, мм<sup>2</sup>;

$l$  - длина соединительных проводов от ТТ до приборов, м.

Правильный подбор трансформаторов тока повышает надёжность подстанции, обеспечивает безопасность и точность измерений, а также снижает риск повреждения оборудования.

Также важно учитывать перспективы развития подстанции: если планируется увеличение мощности, стоит заранее выбрать ТТ с запасом по току. В современных цифровых подстанциях всё чаще применяют оптоэлектронные трансформаторы тока, которые обладают высокой точностью и широким частотным диапазоном.

Условия эксплуатации – для работы в агрессивных средах (высокая влажность, запылённость, химически активные вещества) выбирают ТТ в соответствующем исполнении (например, с усиленной изоляцией или в антикоррозионном корпусе).

Соответствие стандартам – трансформаторы должны отвечать требованиям ГОСТ, МЭК или других нормативных документов, действующих в регионе эксплуатации.

Таблица 12 - Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	6,8	14,4

#### Интегрированные трансформаторы тока в составе КРУЭ 110 кВ

В комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) напряжением 110 кВ входят встроенные трансформаторы тока индуктивного типа. Конструктивно они интегрированы в токоведущие элементы КРУЭ и не выполняются как отдельные модули, а, напротив, являются составной частью системы.

Трансформаторы тока серии ELK-CN025 специально спроектированы для установки внутри герметичных модулей КРУЭ. В данной конструкции токопроводы играют роль первичных обмоток, охватываемых магнитопроводом. Вторичные обмотки размещаются на тороидальных ферромагнитных сердечниках, установленных на прочных цилиндрических опорах внутри элегазового отсека. Такое решение обеспечивает компактность и исключает необходимость использования внешних измерительных трансформаторов тока.

Каждое изделие может содержать от одной до восьми вторичных обмоток, предназначенных для выполнения функций измерения и релейной защиты. Их количество и характеристики (в том числе класс точности, коэффициенты трансформации и расчетные нагрузки) определяются в соответствии с техническим заданием конкретного проекта. Обмотки подключаются к клеммной коробке, установленной в заземлённом металлическом корпусе. Крышка коробки опломбирована для исключения несанкционированного доступа, что повышает уровень надёжности и безопасности эксплуатации.

Высоковольтная изоляция обеспечивается за счёт заполнения элегазом (SF<sub>6</sub>), создающим внутри трансформатора стабильную изоляционную среду. Параметры плотности газа контролируются с помощью встроенного датчика, что позволяет оперативно отслеживать состояние оборудования. Для защиты от аварийных режимов, связанных с повышением давления внутри корпуса, предусмотрен предохранительный клапан с мембраной, рассчитанной на срабатывание при превышении заданного порога.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные ELK-CN025

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_{раб} = 40,3 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$
Класс точности 0,5		
$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$I_{уд} = 34,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 292,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2н.расч.} = 1,242 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

Трансформатор тока на высокой стороне блочного трансформатора устанавливаем на вводах трансформатора.

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э42703	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Выбираем трансформатор тока измерительный газонаполненный ELK-CN025.

Из расчетных данных видим, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

На стороне 10 кВ для установки выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-10.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 800 \text{ А}$	$I_p = 40,3 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$
Класс точности 0,5		
$i_{дин} = 200 \text{ кА}$	$i_{уд} = 34,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 292,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,77 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Основные конструктивные и эксплуатационные особенности:

Использование тороидальных магнитопроводов с одной или несколькими обмотками;

Гибкая конфигурация: количество сердечников, классы точности, параметры обмоток подбираются под конкретные требования проекта;

Повышенная стойкость ко сверхбыстрым переходным процессам и импульсным перенапряжениям;

Не требует регламентного обслуживания в течение всего срока службы благодаря полностью герметичной конструкции и отсутствию подвижных частей;

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э42703	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
UH = 10 кВ	Up=10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
IN = 2000 А	Iраб=443 А	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
ИДИН = 102 кА	Iуд=15,04 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 785,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = \frac{S_{нагр}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,18 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

### 8.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) являются неотъемлемой частью оборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций. Они предназначены для понижения высокого напряжения до стандартизированного уровня (обычно 100 В или  $100/\sqrt{3}$  В) и выполняют две основные функции: обеспечение питания измерительных цепей и обеспечение гальванической изоляции между первичными высоковольтными цепями и цепями управления, релейной защиты, а также приборами учёта электроэнергии.

Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), допустимая потеря напряжения в цепях, питаемых от трансформаторов

напряжения, не должна превышать 0,5% по отношению к расчетным пунктам учёта и 1,5% до измерительных щитов подстанции. Это ограничение необходимо для обеспечения точности показаний приборов и корректной работы релейной защиты.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (64)$$

$$S_p = \sqrt{22,43^2 + 5,92^2} = 23,2 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Таблица 18 - Измерительные приборы и приборы учета

Наименование прибора	Прибор	S <sub>обм</sub> ВА	Число обмоток	Cos	sin	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	7КТ1 1	2	1	1	0	2	2	0
Ваттметр	7КТ1 30	5	3	1	0	2	4,5	0
Варметр	7КТ1 30	5	3	1	0	1	13,5	0
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230	2,4	2	0,38	0,9	5	1,82	4,4
Сумма							22,43	5,9

Для коммерческого учета электроэнергии предъявляются повышенные требования к точности трансформации. В связи с этим трансформаторы напряжения.

Трансформаторы напряжения, применяемые в работе и для защиты компанией АВВ в КРУЭ уже многократно доказали свою безаварийную работу. Их устройство принципиально устроено как электромагнитный трансформатор. Это значит, что 1 и 2 обмотки отделены друг от друга гальванически.

Подключение к КРУЭ осуществлено при помощи фланца и барьерного изолятора.

Преимущества:

- Отсутствие феррорезонанса
- Молниеносное гашение быстрых переходных режимов
- Высокая выходная нагрузка и класс точности

Таблица 19 – Сверка данных по расчётным значениям

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 115 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2РАСЧ} = 23,2 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$z_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} \quad (65)$$

$$z_{приб} = \frac{14,574}{5^2} = 0.583 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$z_{пров} = Z_{2ном} - z_{приб} - z_{кон} \quad (66)$$

$$z_{пров} = 1,2 - 0.583 - 0,1 = 0.517 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{z_{пров}} \quad (67)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0.517} = 3,385 \text{ мм}^2$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (68)$$

$$z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{4} = 0,438 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = z_{\text{приб}} + z_{\text{пров}} + z_{\text{кон}} \quad (69)$$

$$Z_2 = 0,583 + 0,438 + 0,1 = 1,121 \text{ Ом}$$

При выборе трансформаторов напряжения учитываются следующие параметры:

номинальное напряжение установки (в соответствии с уровнем напряжения первичной сети);

конструктивное исполнение (однофазные или трехфазные, сухие или масляные, встроенные или выносные);

схема соединения обмоток (звезда, треугольник, открытая или закрытая схема);

класс точности (в зависимости от назначения – измерительный или защитный);

величина вторичной нагрузки (в В·А), создаваемая всеми подключенными устройствами.

Количество и тип вторичных приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения на стороне 110 кВ, а также их совокупная мощность, представлены в таблице 18. Эти данные необходимы для корректного выбора трансформаторов с достаточным запасом по нагрузочной способности, чтобы исключить превышение допустимого падения напряжения и искажения сигналов.

Таким образом, правильный выбор трансформаторов напряжения — ключевой элемент при проектировании надежной системы измерения и защиты, обеспечивающей как техническую, так и коммерческую точность функционирования электроустановок.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НАМИ

Прибор	Тип	S обмотки, ВА	Число обмото к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность
							S, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	6
Ваттметр 3-х фазный	Н – 344	10	1	1	0	2	8
Счетчик АЭ	Ртутный 230	2,4	2	0,38	0,92	12	2
Счетчик РЭ							
Итого							16

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 20 \text{ ВА}$	$S_P = 16 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Аналогично рассмотренному варианту рассчитаны и выбраны остальные трансформаторы напряжения и приведены на листе графической части.

### 8.8 Выбор токопроводов 110 и 10 кВ

Так как в работе выбрано и установлено КРУЭ, производства АBB ELK-04? То подбирая элегазовый шинопровод (GIL) для соединения КРУЭ с трансформатором на напряжение 110 кВ, отлично подойдет шинопровод от АBB/Hitachi Energy, совместимый с серией ELK-04.

Его основные преимущества:

- Полная механическая и электрическая совместимость с ячейками ELK-04.
- Шинопровод поставляется с завода АВВ в секциях, включая:
- Прямые секции,
- Угловые отводы (например, 90°),
- Компенсаторы температурного расширения,
- Концевые вводы (в трансформатор).

Произведем проверку данного шинопровода. Результаты поместим в таблицу 22.

Таблица 22 - Технические характеристики шинопровода АВВ/Hitachi Energy

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}=123 \text{ кВ}$	$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном}=1600 \text{ А}$	$I_p=40,3 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб max}$
$I_{дин}=63 \text{ кА}$	$I_{уд}=34,8 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 6596 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 293 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_m \geq B_k$

Для выполнения соединений в цепях трехфазного переменного тока в распределительном устройстве 10 кВ целесообразно использовать закрытый токопровод с прямоугольным кожухом типа ТЗП. Токопроводы данного типа предназначены для обеспечения надежной связи между выводами силовых трансформаторов и шкафами комплектных распределительных устройств (КРУ) на электрических станциях и подстанциях.

Экономическая эффективность — оптимальное соотношение стоимости и технических характеристик;

Высокая эксплуатационная надежность — не требует частого технического обслуживания, имеет малые эксплуатационные затраты;

Простота монтажа — соединение отдельных секций осуществляется с помощью болтовых стыков, не требует сварочных работ;

Долговечность — расчетный срок службы превышает 40 лет при соблюдении условий эксплуатации;

Повышенная безопасность — комплектуется системой дистанционного мониторинга состояния опорных изоляторов (УКОИ), обеспечивающей передачу информации в систему автоматизированного управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Таблица 23 - Технические характеристики ТЗП-10-3150-161УЗ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном}=1600$ А	$I_p=443$ А	$I_{ном} \geq I_{раб\ max}$
$I_{дин}=63$ кА	$I_{уд}=15,04$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 6596$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 785,93$ кА <sup>2</sup> с	$B_m \geq B_k$

### 8.9 Выбор нелинейный ограничителей напряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН) играют важную роль в защите изоляции оборудования подстанций от воздействия импульсных перенапряжений, возникающих вследствие атмосферных явлений (удары молнии) и коммутационных процессов. В отличие от классических разрядников, ОПН обладают высокой чувствительностью к перенапряжениям и способностью эффективно ограничивать амплитуду импульса до безопасного уровня за счет нелинейной вольт-амперной характеристики оксидно-цинковых варисторов.

Основными критериями выбора ОПН являются:  
 номинальное напряжение сети в месте установки;  
 тип и класс изоляции защищаемого оборудования;  
 уровень допустимого рабочего напряжения;  
 климатические условия эксплуатации.

Согласно нормативным требованиям, величина наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ограничителя должна превышать максимальное возможное рабочее фазное напряжение сети. Выбор производится по условию:

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot U_{нс};$$

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ} \quad (70)$$

$$U_{н.р.} \geq 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} * \left(\frac{T_{\text{к}}}{10}\right)^m = 10,5 * \left(\frac{10}{10}\right)^{0,02} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} * \left(\frac{T_{\text{к}}}{10}\right)^m = 115,5 * \left(\frac{10}{10}\right)^{0,02} = 115,5 \text{ кВ}$$

где  $U_{\text{к}}$  – амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$  – продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$  – амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

$$W_{rk} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_n)^2) = \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot ((3 \cdot 10,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 10,5)^2) = 81,5$$

$$W_{rk} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_n)^2) = \frac{1}{2} \cdot 0,21 \cdot ((3 \cdot 115,5)^2 - (\sqrt{2} \cdot 115,5)^2) = 9821,75$$

на стороне 110 кВ — ОПН с номинальным напряжением 108 кВ, рассчитанный на фазное напряжение около 63,5 кВ;

на стороне 10 кВ — ОПН с номинальным напряжением 10,5–12 кВ, что обеспечивает защиту оборудования при фазном напряжении порядка 6 кВ.

Выбранные ограничители должны иметь паспортные характеристики, соответствующие классу изоляции защищаемого оборудования, а также обеспечивать требуемый уровень энерговыделения, стойкость к

многократным коммутационным и грозовым воздействиям, что подтверждается заводскими испытаниями и сертификатами соответствия.

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{нр}} = \frac{81,5}{10,5} = 7,76 \quad (71)$$

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{нр}} = \frac{9821,75}{115,54} = 85,04$$

По ее найденному значению в соответствии с табл. 5.3 [32] определяется класс пропускной способности.

Для ОПН марки ОПН-РТ/TEL 10/11.5 У1 он равен 5

Для ОПН марки ОПНН-110 У1 он равен 5

### **8.10 Выбор аккумуляторной батареи**

Для обеспечения надежного функционирования систем управления, сигнализации, автоматики, а также аварийного и технологического освещения на подстанциях и электростанциях применяются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. Такие установки являются неотъемлемым элементом системы оперативного тока, обеспечивая питание цепей в штатном и аварийном режимах.

В ряде случаев в целях экономии и оптимизации применяются комбинированные системы, в которых оперативный ток формируется посредством выпрямительных преобразователей (тиристорных или диодных), работающих от сети переменного тока. Такие решения позволяют снизить мощность и габариты аккумуляторных батарей, а также повысить надежность электроснабжения оперативных цепей.

Состав установки постоянного тока:

- выпрямительные преобразователи переменного тока в постоянный;
- аккумуляторная батарея (АБ), подобранная по заданной нагрузке;
- распределительное устройство постоянного тока;
- системы автоматического контроля и зарядного устройства.

Основные потребители аккумуляторной батареи на электростанции:

аппараты дистанционного управления, сигнализации, блокировок, релейной защиты;

цепи аварийного освещения;

электромагнитные и моторные приводы выключателей, автоматов и контакторов;

электродвигатели аварийных насосов (например, насосов системы уплотнения вала турбогенератора).

Выбор типа аккумуляторной батареи

На ТЭС и ПС в основном применяются стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы:

типа СК (для коротких разрядов);

типа СН (с намазанными пластинами, для среднепродолжительных нагрузок).

Работа аккумуляторной батареи, как правило, осуществляется в режиме постоянного подзаряда, при котором напряжение на одном элементе на начальной стадии разряда принимается равным 2,15 В, а минимально допустимое напряжение в конце 30-минутного разряда составляет 1,75 В.

- для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А;

- при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} \quad (72)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,15 В).

$$n_0 = \frac{110}{2,15} \approx 51,2 \text{ элемента}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{110}{2,6} \approx 42,3 \text{ элемента}$$

$$n = \frac{110}{1,75} \approx 62,86 \text{ элемента}$$

Таким образом, типовой номер батареи  $N$  выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J} \quad (73)$$

где  $I_{AB}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, складывающаяся из аварийного тока освещения (160 А) и постоянной части (20 А), А;

1,05 – коэффициент запаса;

$J$  – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{180}{25} = 7,56$$

Округляем полученный номер до ближайшего большего типового номера и по нему уже выбираем аккумуляторные батареи серии СН-8.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825-73 ток подзаряда должен быть  $0,03 \cdot N$ . Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot N + I_{П} \quad (74)$$

где  $I_{П}$  – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{ПЗ} \geq 1,05 \cdot 8 + 20 = 28,4 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{ПЗ} \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (75)$$

$$U_{ПЗ} = 2,15 \cdot 51,2 = 110,1 \text{ В.}$$

$$I_A = 5 \cdot N + I_{П} \quad (76)$$

$$I_A = 5 \cdot 8 + 20 = 60 \text{ A}$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n \tag{77}$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 62,85 = 172,8 \text{ В}$$

В качестве зарядных устройств применяются двигатели-генераторы (с генератором постоянного тока параллельного возбуждения).

### **8.11 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Для обеспечения электроснабжения оборудования собственных нужд подстанции 110/10 кВ «Восток-Резорт» предусмотрена установка трансформаторов собственных нужд (ТСН), предназначенных для питания систем управления, освещения, отопления, вентиляции, обогрева шкафов, зарядки аккумуляторных батарей, а также устройств связи, автоматики и релейной защиты.

ТСН подключается к сборным шинам распределительного устройства напряжением 10 кВ, а его вторичное напряжение составляет 380/220 В, что обеспечивает возможность питания как трёхфазных, так и однофазных потребителей. Таким образом, трансформатор выполняет функцию преобразования высокого напряжения среднего класса в стандартное низкое напряжение для технологических и вспомогательных нужд подстанции.

Для выбора мощности трансформатора необходимо предварительно определить суммарную активную мощность всех потребителей собственных нужд. На основании таблицы электрических нагрузок (см. таблицу 23), содержащей перечень всех приемников и их расчетные мощности, рассчитывается общая нагрузка. При этом учитывается коэффициент загрузки, который обычно принимается в диапазоне от 0,7 до 0,85 в зависимости от характера нагрузки и условий эксплуатации.

Так как реактивная нагрузка в данном случае отсутствует (или пренебрежимо мала), полная мощность трансформатора собственных нужд принимается равной активной мощности:

С учетом полученного значения выбирается тип и количество трансформаторов. В целях обеспечения надежности и бесперебойного питания критически важных потребителей применяется резервирование. Принимаем установку **двух трансформаторов ТМ-250/10**, каждый мощностью 250 кВА, что обеспечивает необходимый уровень избыточности по схеме 1Рез+1Раб.

Таблица 24 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Нагрузка	Потребляемая мощность, кВт
1	2
Отопление	48
Освещение	24
оборудование АИИС КУЭ,	18
оборудование телемеханики и связи	16
Ремонтные работы	90
Охлаждение ТМН-6300/110	124,4
итого	320,4 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_z = 0,7$	
итого	224,3 кВт

## 9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 9.1 Расчет и обоснование параметров заземляющего устройства подстанции Восток-Резорт

Заземляющее устройство (ЗУ) подстанции 110/10 кВ «Восток-Резорт» должно обеспечивать нормативное значение сопротивления растеканию тока во всех эксплуатационных условиях. В соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 1.7, при одновременном использовании заземляющего контура как для электроустановок высокого напряжения, так и для оборудования до 1000 В, сопротивление заземления не должно превышать 0,5 Ом.

Исходные условия для проектирования

Для выполнения расчёта приняты следующие данные:

Местоположение объекта: равнинная территория с преобладанием глинистого грунта;

Климатическая зона: II по классификации ПУЭ;

Удельное сопротивление грунта:  $\rho=50$

Повышающие коэффициенты: для горизонтальных заземлителей, для вертикальных

Время отключения при КЗ:

время срабатывания релейной защиты — 0,255 с;

полное время отключения выключателя — 0,055 с;

Искусственный заземлитель: система «трос–опора» с измеренным сопротивлением

Параметры заземляющих элементов:

вертикальные электроды — стержни  $\varnothing 14$  мм, длина 5 м, сечение 154 мм<sup>2</sup>;

горизонтальные элементы — стальная полоса 40×4 мм (сечение 160 мм<sup>2</sup>);

расстояние между параллельными горизонтальными заземлителями —

6 м;

Планировочные размеры ПС: длина — 140 м, ширина — 64 м (по проекту конструкции).

Расчетная площадь сетчатого заземлителя

Перед выполнением основного расчёта требуется определить условную площадь сетки, укладываемой под основание оборудования. Это значение используется при оценке эквивалентного сопротивления заземляющего устройства и рассчитывается по следующей формуле:

Данная площадь представляет собой предполагаемую зону размещения заземляющей сетки, состоящей из горизонтальных заземлителей (проводников), соединённых в ячеистую структуру и равномерно распределённых по всей территории подстанции.

Принципы построения заземляющего устройства

Проектируемое ЗУ включает в себя комбинированную систему, состоящую из:

горизонтальной сетки, размещённой в пределах ограждённой территории подстанции;

вертикальных заземлителей, равномерно установленных по периметру и в ключевых точках (например, в местах подключения оборудования с большой токовой нагрузкой);

естественных заземлителей, таких как металлические конструкции опор и кабельные оболочки, включённых в общую систему заземления;

подключения к внешним заземляющим устройствам (при наличии), что снижает общее сопротивление.

При проектировании учитывается не только токовая нагрузка, но и требования к электробезопасности — снижение напряжения прикосновения и шага до безопасного уровня.

Оценка соответствия

Предварительный расчёт и последующий подбор количества и конфигурации заземляющих электродов производится таким образом, чтобы

итоговое сопротивление заземления не превышало нормативные значения даже в условиях сезонного промерзания грунта. При необходимости используются меры для понижения сопротивления: увеличение числа вертикальных стержней, уменьшение расстояний между горизонтальными электродами, углубление сетки и т.п.

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (78)$$

$$S = (64+2 \cdot 1,5) \cdot (140+2 \cdot 1,5) = 9\,581 \text{ м}^2$$

где  $A$  – ширина территории ПС, м;

$B$  – длина территории ПС, м.

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_k^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (79)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{24,9^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 84 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{Т.с}}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{\text{кор.}} = \pi \cdot S_{\text{сп}} \cdot (D_z + S_{\text{сп}}) \quad (80)$$

$$S_{\text{сп.}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (81)$$

где  $T$  – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет,  $T = 240$  месяцев;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от грунта,  $a_k = 0,005$ ,  $\alpha_k = 0,243$ ,  $b_k = 0,0031$ ,  $c_k = 0,041$ .

$$S_{\text{сп.}} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{\text{кор.}} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{\text{т.с.}} + q_{\text{кор.}} < q_{\text{м.н.}}, \quad (82)$$

$$106 + 4,42 = 110,42 < 154$$

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C} \text{ Ом} \quad (83)$$

где  $r_c=1,3$  Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \quad \text{Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \quad \text{Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2\pi \cdot L_B} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (84)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ}}$  - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$  - длина электрода, м ;

$d$  - внешний диаметр электрода, м ;

$T$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае  $L/2+0,8$  м.

$$R_{\text{ЭКВ}} = \rho_1 * \left( 1 - e^{-\alpha * \frac{h_1}{\sqrt{s}}} \right) + \rho_2 * \left( 1 - e^{-\beta * \frac{\sqrt{s}}{h_1}} \right) \quad (85)$$

где:  $\rho_1, \rho_2$  – удельное электрическое сопротивление

верхнего и нижнего слоев земли, Ом м;

$h_1$  – толщина верхнего слоя земли, м;

$\alpha, \beta$  - коэффициенты:

при  $\rho_1 > \rho_2$      $\alpha = 3.6$      $\beta = 0.1$

при  $\rho_1 < \rho_2$      $\alpha = 1.1$      $\beta = 0.3$

Удельного эквивалентное электрическое сопротивления грунта равно:

$$R_{\text{ЭКВ}} = 100 * \left( 1 - e^{-3,6 * \frac{1}{\sqrt{9581}}} \right) + 70 * \left( 1 - e^{-0,1 * \frac{\sqrt{9581}}{1}} \right) = 210 \text{ Ом*м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi * 3} * \left( \ln \left( \frac{2 * 5}{0.014} \right) + 0.5 * \ln \left( \frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5} \right) \right) = 8 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным  $\eta_B = 0,6$ :

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (86)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \quad \text{шт.}$$

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (87)$$

где  $b=0,04$  - ширина заземлителя, м;

$P$  - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma}=0,24$  - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

$t$  – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$  м.

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{72}{2 \cdot 3,14 \cdot 655} \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 655 \cdot 655}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 2,1 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{Н}}}{R_{\Gamma} + R_{\text{Н}}} \quad (88)$$

$$R_{\text{В}} = \frac{7,5 \cdot 0,812}{7,5 + 0,812} = 0,9 \text{ Ом}$$

$$n_{\text{В}} = \frac{R_0}{R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{В}}} \quad (89)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{16}{0,911 \cdot 0,47} = 38 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_{\text{б}} = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (90)$$

где  $a$  – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_{\text{б}} = \frac{140 + 3}{6} = 40 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_{\text{а}} = \frac{64 + 3}{6} = 15 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_{\text{б}} \cdot (n_{\text{а}} - 1) \cdot a + n_{\text{а}} \cdot (n_{\text{б}} - 1) \cdot a = 1722294 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_{\text{а}} - 1) \cdot a \cdot (n_{\text{б}} - 1) \cdot a = 720 \text{ м}^2 \quad (91)$$

Средняя длина полос:

$$L_{\text{ср}} = \frac{140+3+87,5+3}{2} = 167 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{ср}} = \frac{333,5}{55} + 1 = 7 \text{ шт}$$

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\text{г}}}{\eta \cdot (n_{\text{в}} \cdot R_{\text{г}} + n_{\text{ср}} \cdot R_{\text{в}})}, \quad (92)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя,  $\eta = 0,5$ .

$$R_{\text{в}} = \frac{0,9 \cdot 2,1}{0,5 \cdot (38 \cdot 2,1 + 7 \cdot 0,9)} = 0,21 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{в}}, \text{ Ом} \quad (93)$$

где  $\alpha_{\text{и}}$  - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} \quad (94)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{9581}}{(210 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,7$$

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{в}} = 1,7 \cdot 0,21 = 0,357 \text{ Ом}$$

$$0,357 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ПС 110/10 кВ Восток Резорт менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [6].

## 9.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ПС 110/10 кВ Восток Резорт:

размеры:            ширина –  $A = 64 \text{ м}$ ;

                          длина –  $B = 140 \text{ м}$ ;

Месторасположение молниеотводов должно быть выбрано таким образом, чтобы защитный конус от них, предоставлял защиту на высоте здания КРУЭ.

В нашем случае для ПС Восток Резорт по схеме мостик применяется двойной стержневой молниеотвод.

Принимаем высоту защищаемого объекта – КРУЭ [4].

Высота молниеотвода  $h=35$  м

Расстояние между молниеотводами  $L = 70$  м

Высота защищаемого объекта  $h_x = 8$  м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 14,5 \text{ м} \quad (95)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 36,05 \text{ м} \quad (96)$$

$$r_{c0} = r_0 = 36,05 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1cx} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (97)$$

$$h_{1cx} = 14,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 35) \cdot (70 - 35) = 8,2 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \text{ м} \quad (98)$$

$$r_{1cx} = 36,05 \cdot \frac{8,2 - 8}{8,2} = 16,2 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 36,05 \cdot (1 - 8/14,5) = 16,2 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 24.

Таблица 25 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L$ , м	$h_{эф}$ , м	$r_0$ , м	$r_x$ , м	$h_{cx}$ , м	$r_{cx}$ , м
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	70	14,5	36,05	15,7	8,2	16,2



## 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПС 110/10 КВ «ВОСТОК-РЕЗОРТ»

### **10.1. Обоснование и выбор источников оперативного постоянного тока**

В соответствии с действующими нормативами проектирования электроустановок и с целью обеспечения высокой надёжности функционирования устройств релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления на подстанции 110/10 кВ «Восток-Резорт», в проекте применяется система постоянного оперативного тока, признанная наиболее надёжной и экономически обоснованной для данного класса подстанций.

Все источники питания подключены к шинкам ОТ через выпрямительный блок.

Трансформаторы собственных нужд через БПН1(2) типа БПН-1001.

Трансформаторы напряжения через стабилизированные блоки БПНС-1(2) типа УКПС-2.

Трансформаторы тока через блоки БПТ-1(2) типа БПТ-1002.

Напряжение оперативного тока принимаем -  $U_{от} = 220В$

### **10.2. Расчет дифф-защит трансформатора**

Одним из ключевых элементов системы защиты силового трансформатора подстанции является продольная дифференциальная защита, обеспечивающая селективное и максимально быстрое отключение повреждённого трансформатора от остальной части энергосистемы. Этот вид защиты реализуется без выдержки времени и применяется в обязательном порядке для трансформаторов мощностью от 6,3 МВА и выше.

Принцип действия и схема построения

Суть продольной дифференциальной защиты заключается в сравнении токов, протекающих по первичной и вторичной обмоткам трансформатора.

Для этого по обе стороны трансформатора устанавливаются трансформаторы тока (ТТ), выходные сигналы которых подаются в схему сравнения.

При наличии короткого замыкания в зоне между трансформаторами тока возникает разность токов, которая и вызывает срабатывание защитного устройства. Для двухобмоточных трансформаторов со схемой соединения Y/Δ (звезда/треугольник) вторичные цепи ТТ обычно соединяются следующим образом:

на стороне высшего напряжения – по схеме треугольник;

на стороне низшего напряжения – в неполную звезду.

Это позволяет компенсировать фазовые сдвиги, вызванные соединением обмоток, и исключить ложные срабатывания.

Оборудование и функции защиты

В качестве устройства защиты в проекте предусмотрено использование микропроцессорного терминала типа «Сириус-Т», разработанного компанией «Радиус». Это современное релейное устройство, обладающее:

высокой чувствительностью и быстродействием;

встроенными алгоритмами подавления бросков намагничивания;

устойчивостью к токам небаланса, возникающим при несимметричной нагрузке;

способностью учитывать переходные процессы, возникающие при регулировании коэффициента трансформации с помощью РПН (регулирование под нагрузкой).

Дополнительно защита обладает функцией адаптивной фильтрации гармоник, что обеспечивает высокую избирательность при внешних КЗ и переходных режимах.

Проверка чувствительности

Для оценки корректности функционирования защиты производится проверка её чувствительности при различных видах короткого замыкания, в том числе при однофазном КЗ на выводах трансформатора. При этом в расчёт принимается влияние токов, протекающих через устройство РПН в момент его

работы. Это позволяет убедиться, что защита не будет ложно срабатывать при штатных изменениях режима трансформатора, но надёжно отключит его при аварии.

Выбираю уставки дифференциальной защиты для двухобмоточного трансформатора ТМН-6300/110 У1 (Стр=6,3 МВА):

$$U_{к, \%} = 10,5$$

Потери:

$$P_{х, кВТ} = 7,5;$$

$$P_{к} = 44 I_{хх} \% = 0,3$$

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = (K_a \cdot K_{од} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta N}{100}) \cdot I_{кз\max}^3 \quad (99)$$

$$I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 1616,04 = 275,1 \text{ А, где;}$$

$K_a = 1$  - коэффициент апериодичности тока КЗ, принимается (1-1,9);

$K_{од} = 1$  - коэффициент однотипности ТТ, выбирается (0,5-1), использую однотипные ТТ.

$\varepsilon = 10\%$  - погрешность ТТ, при нагрузке, не превышающей паспортную;

$\Delta N = 10\%$  - половина диапазона регулирования трансформатора;

$$I_{сз1} = K_H \cdot I_{нб} \quad (100)$$

$$I_{сз1} = 1,3 \cdot 275,1 = 358 \text{ А, где}$$

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности (коэффициент отстройки)

по условию отстройки от броска намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{сз2} = K_H \cdot I_{ном} = 1,5 \cdot 134 = 201 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания по второму условию т.к.

$$I_{сз1} \geq I_{сз2}$$

$$358 \geq 201 \text{ в } 1,8 \text{ раза}$$

$I_{сз2} = 201 \text{ А,}$  то принимаем соответствующую уставку микропроцессорного реле равную 200 А.

$$W_{\text{торм}} = \frac{K_H \cdot I_{нб} \cdot W_{\text{очн}}}{I_{кз}^{(3)} \cdot \text{tg } \varphi} = \frac{1,5 \cdot 293,1 \cdot 10}{1616,04 \cdot 0,75} = 4 \approx 4 \text{ витка} \quad (101)$$

принимаем  $W_T = 4$  витков

$K_n 1$ , - коэффициент надежности (коэффициент отстройки);

$Tg\varphi = 0,75$  – тангенс угла, характеризующий торможение данного типа реле

$T_{jk} 2^x$  фазного КЗ на шинах Н:

$$I_{кзвн}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кзвн}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1374,1 = 1182 \text{ А} \quad (102)$$

Коэффициент чувствительности защиты Т1:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^2 \cdot K_{сх}}{I_{сз} \cdot K_{сх}^{(3)}} = \frac{1182 \cdot \sqrt{3}}{115,8 \cdot \sqrt{3}} = 10,2 \geq 2 \quad (103)$$

### 10.3 Автоматика

Для обеспечения высокой надёжности электроснабжения потребителей, подключённых к ПС 110/10 кВ «Восток-Резорт», в проекте предусматривается применение автоматического ввода резерва (АВР). Это устройство позволяет автоматически подключать резервный источник питания при снижении или полном исчезновении напряжения на основном вводе.

#### Организация АВР

Функции АВР реализуются с применением микропроцессорных терминалов «Сириус-АВР», выпускаемых АО «Радиус-Автоматика». Устройства монтируются в распределительных ячейках на напряжении 10 кВ и взаимодействуют с оборудованием релейной защиты и автоматики подстанции.

#### Условия срабатывания

Минимальное значение напряжения, при котором происходит срабатывание пускового органа терминала, принимается по формуле:

Таким образом, снижение напряжения ниже 30% от номинального считается аварийным режимом, требующим ввода резерва.

#### Выдержка времени

Для обеспечения селективности между защитами и автоматикой, выдержка времени срабатывания АВР должна быть больше времени действия релейной защиты на повреждённом участке. При этом общее время ввода резерва определяется следующим образом:

## 11. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены ключевые аспекты, связанные с обеспечением безопасности труда при выполнении работ на подстанции 110/10 кВ «Восток-Резорт». Проанализировано влияние функционирования подстанции на окружающую среду, а также представлены мероприятия по обеспечению безопасности и охраны труда.

### 11.1 Безопасность

11.1.1 Безопасность работников при строительстве линий электропередач

Весь персонал, участвующий в строительных, монтажных и наладочных работах по сооружению кабельных и высоковольтных линий электропередачи, должен пользоваться защитными касками.

К самостоятельным верхолазным работам допускаются рабочие и специалисты не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже III.

Работники, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом руководителя организации.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей.

Персоналу необходимо знать, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках энергопредприятий (электростанциях, котельных, подстанциях и др.) должны выполняться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, отсоединения их от действующей части электроустановки (разрезанием шлейфов, снятием перемычек и др.) и заземления.

Зона работ, выделенная для строительной-монтажной организации, должна быть выгорожена сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим проникновению электромонтажного персонала в действующую часть электроустановки.

Согласно п. 1.3.16. На ВЛ при допуске бригады допускающий должен установить по одному заземлению на участке работы каждой бригады. [1]

К работе по установке (снятию) заземления может быть привлечен в качестве члена бригады работник из персонала строительной-монтажных организаций с группой по электробезопасности не ниже III.

К работам в охранной зоне линий электропередачи, находящихся под напряжением, допускающий из персонала эксплуатационного предприятия должен допустить лично каждую бригаду строительной-монтажной организации.

Если линия электропередачи отключена и заземлена, то допускающему разрешается допускать ответственного руководителя строительной-монтажной организации, который затем должен сам допускать своих работников.

#### 11.1.2 Безопасность работников при испытаниях

В соответствии с п. 2.1. к проведению измерений и испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний Правил охраны труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок (далее - Правил) комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие V группу - в электроустановках напряжением выше 1000 В и IV группу - в электроустановках напряжением до 1000 В. [25]

Производитель работ, занятый испытаниями электрооборудования, а также работники, проводящие испытания единолично с использованием стационарных испытательных установок, должны пройти месячную стажировку под контролем опытного работника.

При несчастном случае работник обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала.

При несчастном случае с самим работником, в зависимости от тяжести травмы, он обращается за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказывает первую помощь (самопомощь). О каждом несчастном случае или аварии пострадавший, или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

#### 11.1.3 Обеспечение безопасности персонала при вводе в эксплуатацию трансформаторных подстанций

Работы на трансформаторных подстанциях (ТП) и распределительных пунктах (РП) связаны с повышенной опасностью, поэтому к персоналу предъявляются строгие требования по соблюдению норм охраны труда.

Подготовка персонала перед допуском к работе

Перед допуском к самостоятельной работе электромонтёр обязан пройти многоступенчатую подготовку, включающую:

Обучение безопасным методам работы;

Вводный и первичный инструктажи по охране труда;

Проверку знаний ПТБ (Правил техники безопасности), ПТЭ (Правил технической эксплуатации) и норм пожарной безопасности;

Стажировку (дублирование) в течение нескольких смен под наблюдением опытного сотрудника.

Только после успешного завершения всех этапов подготовки работник получает право обслуживать электроустановки самостоятельно.

Текущий контроль и периодическая аттестация

В процессе эксплуатации ТП и РП персонал должен регулярно проходить:

Повторные инструктажи по безопасности (не реже 1 раза в месяц);  
Противоаварийные тренировки (не реже 1 раза в 3 месяца);  
Противопожарные тренировки (не реже 1 раза в 6 месяцев);  
Очередную и внеочередную проверку знаний ПТБ, ПТЭ и пожарной безопасности (не реже 1 раза в год);

Медицинский осмотр (не реже 1 раза в 2 года).

Средства индивидуальной защиты (СИЗ)

Особое внимание уделяется экипировке электромонтёров, в которую входят:

Спецодежда и обувь с электроизоляционными свойствами;

Защитная каска;

Средства защиты органов дыхания (противогаз) и зрения (очки, маска);

Монтёрский пояс (при работе на высоте).

Соблюдение этих требований минимизирует риски травматизма и обеспечивает безопасную эксплуатацию электроустановок.

В процессе обслуживания подстанции 110/10 кВ особое внимание уделяется соблюдению требований охраны труда и обеспечению безопасных условий для электромонтеров и дежурного персонала. Одним из ключевых направлений профилактики профессиональных рисков является применение защитных средств и инструмента, прошедших соответствующую проверку и сертификацию.

Все ручные инструменты с изолирующими рукоятками подлежат обязательным периодическим электрическим испытаниям. Средства защиты должны иметь соответствующий допуск к эксплуатации, подтвержденный клеймом с указанием срока следующей проверки. Электромонтер обязан осознавать, что его безопасность напрямую зависит от технической исправности используемого оборудования, спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Рабочее пространство электромонтера, как правило, расположено в мастерской на территории подстанции, что требует поддержания постоянного

порядка. Рабочее место должно быть организовано таким образом, чтобы обеспечить достаточную освещённость зоны выполнения операций без риска ослепления работника. Все посторонние предметы подлежат удалению до начала работы.

Обслуживание распределительных устройств и трансформаторов на КТП осуществляется преимущественно в рамках планово-предупредительных мероприятий, включая регулярные осмотры и текущие ремонты. Для обеспечения безопасности при работах на отключенном оборудовании требуется выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, оформляемых через наряд-допуск.

Выдачу наряда и назначение ответственных лиц осуществляет мастер, учитывая уровень квалификации, допуск по электробезопасности и опыт конкретных работников. В соответствии с нарядом могут быть назначены лица, ответственные за допуск, руководство и проведение работ, а также члены производственной бригады.

Перед началом работ бригада должна получить разрешение на подготовку рабочего места и допуск к нему от дежурного персонала. Все действия по подготовке фиксируются в наряде. Подготовка рабочего места выполняется допускающим совместно с производителем работ и включает в себя отключение оборудования, установку знаков безопасности и организацию видимого разрыва цепи.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для обеспечения видимого разрыва цепи необходимо отключить коммутационные аппараты, снять предохранители или разъединить токоведущие части. Все операции выполняются в диэлектрических перчатках, с применением штанг или клещей, при необходимости — в защитных очках.

Снятие и установка предохранителей допускаются только при снятом напряжении. В исключительных ситуациях, когда выполнение этого условия невозможно, применяются специальные изолирующие приспособления.

Для проверки отсутствия напряжения в установках напряжением выше 1000 В используется указатель напряжения. Работы выполняются лицами оперативного или дежурного персонала, имеющими не ниже IV группы по электробезопасности. В электроустановках до 1000 В допускается работа с указателями напряжения работникам с III группой допуска.

После подтверждения отсутствия напряжения производится заземление токоведущих частей. Переносные заземления подключаются сначала к заземляющему контуру, а затем – к элементам оборудования. В случае наличия стационарных заземляющих ножей они переводятся в положение «включено» согласно инструкции.

Таким образом, соблюдение регламентов охраны труда и последовательное выполнение всех предписанных мероприятий позволяет минимизировать риски при эксплуатации электроустановок подстанции и гарантирует безопасность персонала.

#### 11.1.4 Безопасность работников при реконструкции сети

К опасным зонам с постоянным присутствием опасных производственных факторов в строительном производстве, отражаемым в организационно-технологической документации на строительное производство, относятся:

- 1) места на расстоянии ближе 2 м от незаземленных токоведущих частей электроустановок;
- 2) места на расстоянии ближе 2 м от неогражденных (отсутствие защитных ограждений) перепадов по высоте 1,8 м и более либо при высоте защитных ограждений менее 1,1 м.

К опасным зонам с возможным воздействием опасных производственных факторов относятся:

- 1) участки территории строящегося здания (сооружения);
- 2) этажи (ярусы) зданий и сооружений, над которыми происходит монтаж (демонтаж) конструкций или оборудования;

3) зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов;

4) места, над которыми происходит перемещение грузов кранами.

На границах зон с постоянным присутствием опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон с возможным воздействием опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

При обнаружении нарушений требований охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности - прекратить работы и информировать непосредственного руководителя (производителя работ).

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников непосредственные руководители (производители работ) обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

При проведении строительного производства на обособленном участке принятие мер по обеспечению безопасности и охраны труда работников и организации противопожарных мероприятий возлагается на лицо, осуществляющее строительные работы.

## **11.2 Экологичность**

### **11.2.1 Влияние ПС на атмосферу**

Деятельность человека, включая эксплуатацию электроэнергетического оборудования, приводит к выбросу в атмосферу веществ, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Основные виды такого воздействия:

Разрушение озонового слоя (образование озоновых дыр);

Усиление парникового эффекта (глобальное потепление).

Роль элегаза (SF<sub>6</sub>) в атмосферных процессах

Элегаз, широко применяемый в высоковольтном оборудовании, относится к группе галогеносодержащих газов. В отличие от других подобных

соединений, молекулы SF<sub>6</sub> обладают высокой стабильностью и практически не разрушаются под действием ультрафиолетового излучения в верхних слоях атмосферы. Незначительное количество высвобождающихся атомов фтора вступает в реакцию не с озоном, а с водяным паром, образуя фтороводород (HF), что минимизирует его влияние на озоновый слой.

Загрязнение атмосферы продуктами горения трансформаторного масла

Ещё одним источником вредных выбросов является возгорание трансформаторного масла, используемого в маслonaполненном оборудовании (силовых трансформаторах, трансформаторах напряжения и тока, реакторах). Минеральное масло содержит полихлорбифенилы (ПХБ) – токсичные хлорированные углеводороды. При высокотемпературном разложении масла выделяется хлор, который:

Оказывает губительное воздействие на живые организмы;

При попадании в дыхательные пути человека вызывает тяжелые отравления, вплоть до остановки дыхания.

#### 11.2.2 Влияние подстанций на почву и гидросферу

Использование трансформаторного масла на подстанциях представляет угрозу не только для атмосферы, но и для почвенно-водных экосистем. В случае утечки или аварийного разлива масло и продукты его разложения:

Загрязняют почву, делая её непригодной для сельскохозяйственного использования;

Проникают в грунтовые воды, отравляя водоёмы;

Наносят ущерб флоре и фауне в радиусе распространения загрязнения.

Особую опасность представляют полихлорбифенилы, которые обладают высокой устойчивостью в окружающей среде и способны накапливаться в живых организмах, вызывая хронические заболевания.

#### 11.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Для минимизации экологического ущерба необходимо соблюдение следующих мер:

### 1. Конструктивные решения

Установка маслоприёмных устройств и аварийных резервуаров для сбора масла при утечках;

Применение герметичного оборудования с двойными стенками;

Использование синтетических жидкостей (например, силиконовых масел) вместо минеральных.

### 2. Эксплуатационные меры

Регулярный мониторинг состояния маслonaполненного оборудования;

Своевременная замена отработанного масла с обязательной утилизацией через специализированные организации;

Обустройство непроницаемых покрытий в зонах хранения масла (асфальт, бетон с гидроизоляцией).

### 3. Аварийная готовность

Разработка планов локализации разливов;

Оснащение подстанций сорбентами и средствами нейтрализации;

Проведение тренировок по ликвидации последствий аварийных ситуаций.

### 4. Нормативное регулирование

Соблюдение требований ГОСТ, СанПиН и международных экологических стандартов;

Внедрение систем экологического менеджмента (ISO 14001).

Применение этих мер позволяет значительно снизить риски загрязнения окружающей среды и обеспечить безопасную эксплуатацию подстанций.

Согласно п 4.2.69 ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 110 кВ подстанции «Восток Резорт» стоят два трансформатора ТМН-6300/110/10. Габариты трансформатора: длина А=4,94 м; ширина В=3,13

м; высота  $H=4,64$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 8$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup>.

В соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе более 2 до 10 т; 1,5 м при массе более 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла [27].

$$V_{\text{тм}} = \frac{m}{\rho} = \frac{8}{0.85} = 9,41 \text{ м}^3 \quad (106)$$

Зная объем, который занимает масло, а также  $A=4,94$  м; ширина  $B=3,13$  м; высота  $H=4,64$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{\text{МСБ(ТМ+Н}_2\text{О)}}=V_{\text{ТМ}}+0,8 \cdot V_{\text{Н}_2\text{О}}, \text{ м}^3, \quad (109)$$

$$V_{\text{МСБ(ТМ+Н}_2\text{О)}}=9,41+0,8 \cdot 39,8=41,25 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{\text{МП}}=h_{\text{ТМ+Н}_2\text{О}}+h_{\text{Г}}+h_{\text{В}}$$

где  $h_{\text{ТМ+Н}_2\text{О}}$  – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_{\text{Г}}$  – толщина слоя гравия, м;

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь  $35,6 \text{ м}^2$ ; объём масла –  $9,41 \text{ м}^3$ ; объём маслоприёмника  $41,25 \text{ м}^3$ , глубина маслоприёмника  $1,46 \text{ м}$ .

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 19.

#### 11.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 110/10 кВ «Восток Резорт» находится в 547 метрах от границы жилого дома, поэтому перед установкой трансформатора ТМН-6300/110/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

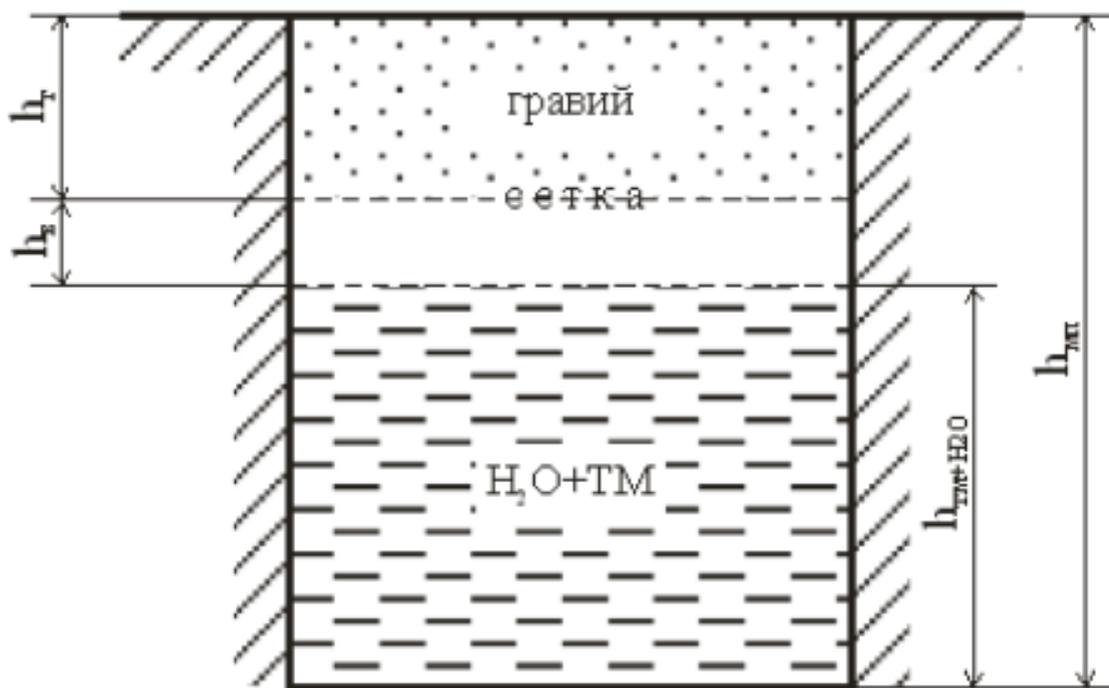


Рисунок 19 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

Таблица 26 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
1	2	3	4	5	6
2	охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла	6,3	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов, пансионатам	82

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ , трансформатор с охлаждением масляным с естественной циркуляцией воздуха и масла. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности  $L_{WA} = 82 \text{ дБА}$ .

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10\log(2 \cdot 10^{0.1 \cdot 82}) = 85,01 \text{ дБА}$$

Согласно табл. 1 п. 6.3 СП 51.13330.2011 «Территория, непосредственно прилегающая к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов» составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (85,01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 39,95 \text{ м}$$

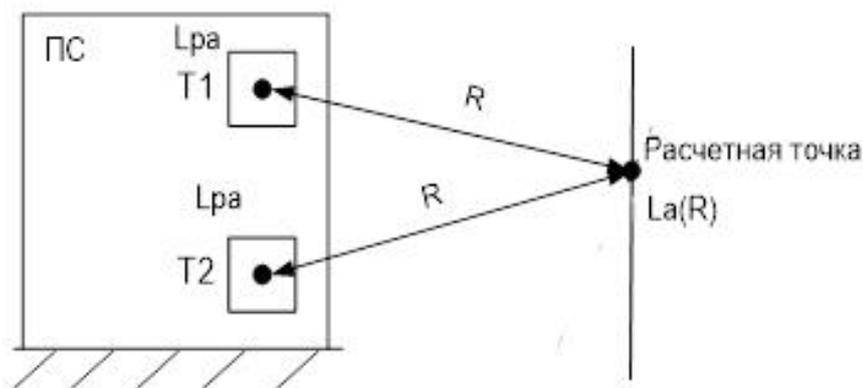


Рисунок 20 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/10 кВ «Восток Резорт» находится на удалении более 39,95 метров от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

## **11.3 Чрезвычайные ситуации**

11.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория объекта должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием дороги и проезды вокруг зданий.

Противопожарные расстояния между зданиями и сооружениями не разрешается использовать под складирование материалов, оборудования и тары, для стоянки транспорта.

Территория ПЭС должна иметь капитальное ограждение и оборудована контрольно-пропускным пунктом (в случае необходимости), а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами, в том числе нормами по охране ПС и т.д.

Дороги, проезды и подъезды к зданиям, сооружениям, открытым складам, подстанциям, наружным пожарным лестницам и водоисточникам, используемым для целей пожаротушения, должны быть всегда свободными для проезда пожарной техники, содержаться в исправном состоянии, а зимой регулярно очищаться от снега и льда.

О закрытии дорог или проездов для их ремонта или по другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин, необходимо немедленно сообщать в подразделения пожарной охраны. На период закрытия дорог в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки и подъезды к водоисточникам.

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием, на территории подстанции 110/10 кВ "Восток Резорт" должны быть приняты комплексные меры пожарной безопасности. В частности, необходимо установить дорожные знаки и информационные таблички, запрещающие

остановку автотранспорта, размещение механизмов и иного оборудования в местах, где проезды сужены, под инженерными конструкциями (арками), а также в зонах, предназначенных для установки пожарной техники в соответствии с планом тушения пожаров.

На всех объектах административного, производственного и вспомогательного назначения, расположенных в границах ПЭС (производственно-эксплуатационной службы), должен строго соблюдаться противопожарный режим. Это включает выполнение требований нормативных документов, обеспечивающих надёжные и безопасные условия труда персонала, а также минимизирующих риски распространения огня при возникновении пожара.

Запрещается оставлять по окончании рабочего времени не обесточенными электроустановки и бытовые электроприборы в помещениях, в которых отсутствует дежурный персонал, за исключением дежурного освещения, автоматических систем противопожарной защиты, а также других электроустановок и электротехнических приборов, если это обусловлено их функциональным назначением и (или) предусмотрено требованиями инструкции по эксплуатации.

Складские, производственные, административные и общественные помещения, места открытого хранения веществ и материалов, а также размещения технологических установок должны быть обеспечены табличками с номером телефона для вызова пожарной охраны.

На объекте с массовым пребыванием людей, а также на объекте с рабочими местами на этаже для 10 и более человек должны быть разработаны и на видных местах вывешены планы (схемы) эвакуации людей при пожаре, на которых должны быть обозначены места для хранения первичных средств пожаротушения.

Планы эвакуации утверждаются руководителем организации и могут быть выполнены как на бумажном носителе, так и в фотолюминесцентном исполнении.

Изготовление и применение планов эвакуации в фотолюминесцентном исполнении необходимо осуществлять в соответствии с требованиями действующего ГОСТ Р.

Планы (схемы) эвакуации вывешиваются в местах, указанных на плане (схеме).

На объекте с массовым пребыванием людей также должна быть разработана инструкция о действиях персонала по эвакуации людей при пожаре, по которой не реже 1 раза в полугодие должны проводиться практические тренировки со всеми лицами, осуществляющими свою деятельность на объекте.

#### 11.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания должны быть обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания. Ресурс работы автономного источника питания должен обеспечивать аварийное освещение на путях эвакуации в течение расчетного времени эвакуации людей в безопасную зону.

Электрооборудование без средств пожаровзрывозащиты не допускается использовать во взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных помещениях зданий и сооружений, не имеющих направленных на исключение опасности появления источника зажигания в горючей среде дополнительных мер защиты.

Взрывозащищенное электрооборудование допускается использовать в пожароопасных и непожароопасных помещениях, а во взрывоопасных помещениях - при условии соответствия категории и группы взрывоопасной смеси в помещении виду взрывозащиты электрооборудования.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

11.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении, должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был разработан проект системы внешнего электроснабжения для потребителей ООО "Восток Резорт", расположенных в Приморском крае, с центром питания на подстанции "Восток-Резорт". Все расчеты и проектные решения выполнялись в строгом соответствии с поставленными целями и задачами, которые были успешно достигнуты. Каждый аспект проекта подвергся детальному анализу и тщательной проработке.

В ходе проектирования были определены оптимальные параметры питающих линий электропередачи и силовых трансформаторов. Из двух технически обоснованных вариантов был выбран наиболее эффективный на основании комплексного технико-экономического анализа.

Проведенные расчеты токов короткого замыкания позволили обоснованно подобрать основное электрооборудование:

Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) и наружной установки (КРУ)

Силовые выключатели

Изоляторы

Трансформаторы тока и напряжения

Ограничители перенапряжений (ОПН)

Трансформаторы собственных нужд (ТСН)

Аккумуляторные батареи

Особое внимание было уделено вопросам релейной защиты. Разработана и рассчитана дифференциальная защита силового трансформатора на базе современных микропроцессорных устройств.

В работе также приведены обязательные требования по электробезопасности и пожарной безопасности, которые должны соблюдаться на энергообъектах.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»

2 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

3 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

4 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

5 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

6 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

7 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

8 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

9 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>. – 25.05.14.

10 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

11 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

12 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2021. – 44 с.

13 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

14 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

15 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

16 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

17 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

18 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

19 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

20 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

21 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.

22 "ТИ Р М-074-2002. Типовая инструкция по охране труда при проведении электрических измерений и испытаний" (утв. Минтрудом РФ 02.08.2002, Минэнерго РФ 25.07.2002)

23 Приказ Минтруда России от 11.12.2020 N 883н "Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте" (Зарегистрировано в Минюсте России 24.12.2020 N 61787)

24 Григорьев Л.Н., Буренина Т.И. Химия окружающей среды (атмосфера, литосфера): Учебное пособие. Часть 1. СПб.ГТУ РП. С.Пб., 2000.71 с.: ил.7. ISBN5-230-14289-8.

25 Письмо Министерства промышленности и энергетики от 1 ноября 2004 г. № ИМ-1374 «Об оказании услуг по компенсации реактивной энергии (мощности)»

26 Приказ Министерства промышленности и энергетики от 22.02.2007 г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)

27 Приказ РАО «ЕЭС России» от 11.12.2006 г. №893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения»

28 Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

29 Свод правил Естественное и искусственное освещение, СП 52.13330.2016 введены 08.05.2017, Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

30 Свод правил строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2011.

31 Строительные нормы и правила нагрузки и воздействия СП 20.13330.2010.

32 Строительные нормы и правила Строительство в сейсмических районах СП 14.13330.2010.

33 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : Изд-во НЦ ЭНАС. 2005. – 320 с.

34 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.

35 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"

36 РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»

37 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с. - Б. ц.

38 Письмо Министерства промышленности и энергетики от 1 ноября 2004 г. № ИМ-1374 «Об оказании услуг по компенсации реактивной энергии (мощности)»

39 Приказ Министерства промышленности и энергетики от 22.02.2007 г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)

40 Приказ РАО «ЕЭС России» от 11.12.2006 г. №893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения»