

Министерство образования и науки 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: Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«21» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения  
метеорологического комплекса

Исполнитель  
студент группы 442-об4

  
10.06.18  
подпись, дата

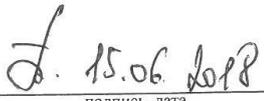
Д.И. Колесников

Руководитель  
канд. техн. наук,  
профессор

  
10.06.18  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
канд. техн. наук, доцент

  
15.06.18  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
канд. техн. наук, доцент

  
11.06.18  
подпись, дата

А.Н. Козлов

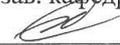
Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«08» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Каменикова Дмитрия  
Игоревича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы внешнего  
электрообеспечения метеорологического комплекса  
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные об оборудовании;  
электрические нагрузки; спецификация электрооборудования.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Проектирование системы внешнего электрообеспечения,  
расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Техническая спецификация  
электрооборудования метеорологического комплекса, 2. Одно-  
линейная схема ТП 10/0,4 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к  
ним разделов) Безопасность жизнедеятельности: доцент,  
кандидат технических наук Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 08.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мессадов Юрий Викторович,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, кандидат технических наук.

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 97 с, 12 рисунков, 19 таблиц, 21 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

В данной выпускной квалификационной работе спроектирована система внешнего электроснабжения метеорологического комплекса космодрома «Восточный». Найдены расчетные токи и токи короткого замыкания, произведен выбор, и проверка оборудования на трансформаторных подстанциях. Выбраны уставки срабатывания устройств релейной защиты. Произведен расчет заземления трансформаторной подстанции. Рассчитаны затраты на проектирование системы внешнего электроснабжения. Рассмотрена пожаробезопасность трансформаторных подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района расположения комплекса	9
1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
1.2 Схема электроснабжения метеорологического комплекса	11
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	14
2.2 Проектирование системы внешнего электроснабжения	18
2.3 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	20
3.1 Выбор силовых трансформаторов	20
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
4 Расчет токов КЗ	26
4.1 Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ	27
4.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ	30
5 Выбор сечений проводников	29
5.1 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ и 10 кВ	33
6 Выбор схемы и конструкции РП	
7 Выбор и проверка электрических аппаратов	39
7.1 Выбор предохранителей	39
7.2 Выбор автоматических выключателей	42
7.3 Выбор и проверка электрических аппаратов	43
7.4 Выбор комплектного распределительного устройства	45
7.5 Выбор выключателей	48
7.6 Выбор трансформаторов тока	50
7.7 Выбор трансформаторов напряжения	51
7.8 Выбор ограничителей перенапряжения	54
7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	57
8 Выбор устройств релейной защиты	59

8.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ	59
8.1.1 Расчет уставок токовой отсечки	
8.1.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	62
8.1.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	65
8.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ	67
8.2.1 Расчет уставок токовой отсечки	67
8.2.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	67
8.2.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	68
8.3 Релейная защита секционного выключателя	68
8.3.1 Расчет уставок токовой отсечки	68
8.3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	69
8.4 Автоматический ввод резерва	70
8.5 Автоматическое повторное включение	71
9 Заземление и молниезащита	74
9.1 Расчет заземлителя	64
10 Экономический расчет	78
10.1 Расчет капиталовложений	78
10.2 Расчет потерь электроэнергии	79
10.3 Расчет издержек	80
10.4 Определение приведенных затрат	81
11 Безопасность и экологичность	84
11.1 Безопасность	84
11.2 Техника безопасности при обслуживании подстанции	85
11.3 Экологичность	86
11.4 Чрезвычайная ситуация	91
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А	98

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КА – космический аппарат

КЦ – космический центр

ЛЭП – линия электропередачи

ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТП – трансформаторная подстанция

ВЗС – водозаборное сооружение

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ПП – прямая последовательность

ОП – обратная последовательность

СН – собственные нужды

## ВВЕДЕНИЕ

Космодром "Восточный" — один из первых российских космодромов, обеспечивающий сбор данных и запуск аппаратов космического назначения, исполнение пилотируемых космических полетов, а также исполнение международного партнерства в данной сфере.

Одной из главных причин создания космодрома «Восточный» послужила перспектива независимого доступа в космос, сокращение влияния космодрома «Байконур».

"Восточный" расположен так, что отделяющиеся и падающие части ракетоносителей не несут опасности для населения и их имущества. Все части, отделяемые во время полета, возвращаются на Землю в редконаселённые районы в целях безопасности, а затем утилизируются.

Введение в эксплуатацию субъектов космодрома "Восточный" разбито на несколько этапов. Первый этап - разработка плана строительства ракетного комплекса "Союз-2. Вторым этапом является проектирование объектов наземной инфраструктуры космического ракетного комплекса типа "Ангара. Заключаящим этапом формирования является третий этап подразумевающий, проектирование наземной инфраструктуры второй очереди для запуска ракетоносителя сверхтяжелого класса.

При проектировании внешнего электроснабжения объектов наземной космической инфраструктуры следует учитывать исключительность Восточного, а так же прежний опыт создания систем электроснабжения космодромов Байконур и Плесецк.

Факторы, учитываемые на этапе проектирования:

- Категория объекта электроснабжения
- Характеристика окружающей среды
- Характеристика технологического процесса
- Пожароопасность
- Наличие химических опасных веществ

Главной целью выпускной квалификационной работы является проектирование внешнего электроснабжения метеорологического комплекса космодрома «Восточный», которое удовлетворяет всем современным стандартам и обеспечивает надежное электроснабжение.

Актуальность данной квалификационной работы заключается в том, что в настоящее время продолжается строительство метеорологического комплекса, как и для любого объекта важен правильный выбор электрооборудования, что и рассмотрено в моей дипломной работе.

Проектирование проводилось в соответствии с нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), так и со специально разработанными для наземной космической инфраструктуры материалами.

При выполнении дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: Microsoft Word 2010, Microsoft Visio 2010, MathType 5, Mathcad 14.0.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ КОМПЛЕКСА

Климат Свободненского района носит муссонный характер.

- Климат муссонный.
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 29 м/сек;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- температура воздуха более холодной пятидневки – минус 39 °С;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м<sup>2</sup>;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;
- предприятий, загрязняющих атмосферу нет.

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разнозернистые от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

## **1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения**

Прием и передача электроэнергии на космодроме «Восточный» осуществляется от энергетической системы и автономных источников питания. Распределение энергии осуществляется по КЛЭП напряжением 10 кВ, затем поступает потребителям: метеорологический комплекс, стартовый комплекс и остальные субъекты инфраструктуры.

Основными источниками питания являются ПС Амурская и ПС Ледяная. Данные подстанции передают электроэнергию по линиям 220 кВ на главную понизительную подстанцию (ГПП). В качестве аварийных источников питания на объектах установлены дизельные электростанции (ДЭС).

Потребители электроэнергии на "Восточном" делятся на несколько 3 категории:

Первая категория - аппараты, гарантирующие непрерывный надзор и сбор информации и запуск РКН. Система энергоснабжения первой категории обеспечивается как минимум от двух автономных источников питания оснащенных АВР. Вторая категория - электроприемники, гарантирующие непрерывный надзор и обеспечивающие перерыв в энергоснабжении на то время, которое требуется для ввода резервного источника энергии. Система энергоснабжения потребителей второй категории выполняется от двух самостоятельных источников электроэнергии.

Третьей категория - электроприемники, приостановка в энергоснабжении которых производится на время, требуемое для проведения ремонтных и профилактических работ. Система энергоснабжения потребителей третьей категории производится от одного источника питания.

## 1.2 Схема электроснабжения метеорологического комплекса

Так как строительство метеорологического комплекса продолжается и в настоящее время, то система электроснабжения находится на стадии проектирования.

По данным проекта предусматривается прокладка двух взаимно резервируемых кабельных линий от ячеек на первой секции и на второй секции шин в КРУ-10 кВ подстанции «СК-1» до ТП-10/0,4 кВ. Потребители площадки 4.1 относятся к первой и второй категории надежности электроснабжения обеспечиваемой двумя не зависимыми источниками питания. Электроснабжение потребителей площадки 4.1 осуществляется от встроенного РУ-0,4 кВ БКТП 10/0,4 кВ. РУ-0,4 ТП проектируется двух секционным с установкой межсекционного АВР на базе автоматического выключателя с моторным приводом.

Прокладка кабельных линий осуществляется по траншеям. Сечения кабелей выбраны по длительно допустимым токам, проверены по потере напряжения, проверены на термическую стойкость. Монтаж производится согласно с ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

Для обеспечения электробезопасности при эксплуатации электросетей и электроустановок предусматривается:

- электрические сети с системой заземления TN-C-S;
- присоединение к нулевому защитному проводнику всех металлических нетоковедущих частей электроустановок;
- установка устройств защитного отключения на групповых линиях розеток, за исключением линий внутреннего электроосвещения.

В данный момент система электроснабжения космодрома осуществляет питание от подстанции Ледяная 220/35/6кВ.

Главная понизительная подстанция 220/110/10кВ “ТПП”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ.

По линиям напряжением 110 кВ осуществляется питание подстанции «Аэродром» и «СК-1». От ячеек КРУ-10 кВ подстанции «СК-1» осуществляется

питание площадок метеорологического, а так же стартового и технического комплексов.

Подстанция 220/10кВ “Восточная”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. Главные потребители: Промышленная строительно-эксплуатационная база ( ПСЭБ), деловой центр, жилой фонд.

Электроэнергия в настоящее время поступает от одного источника питания, которым является подстанция «Ледяная» 220/35/6 кВ.

Питание космодрома осуществляется по линиям напряжения 220 кВ, схема приведена на рисунке 1.

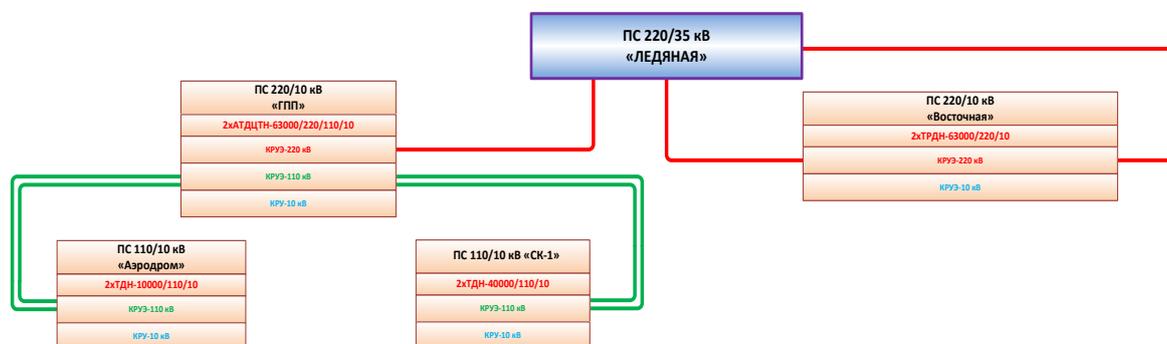


Рис. 1. Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный электроснабжения на 2018 год

Так как на космодроме присутствуют потребители первой категории - это автоматически предусматривает наличие двух независимых источников питания. Предлагается для устранения этой проблемы ввести подстанцию ГПП-2, которая не только решит данную проблему, но и кроме того повысит надежность уже существующей системы электроснабжения. Источником питания для подстанции ГПП-2 предлагается задействовать подстанцию «Амурская» 500/220/110/35/10 кВ , которая находится на небольшом отдалении от космодрома «Восточный». Так же планируется ввод подстанции СК-2 110/10, первостепенной целью которой будет являться электроснабжение планируемого стартового комплекса РКН «Ангара», схема приведена на рисунке 2.

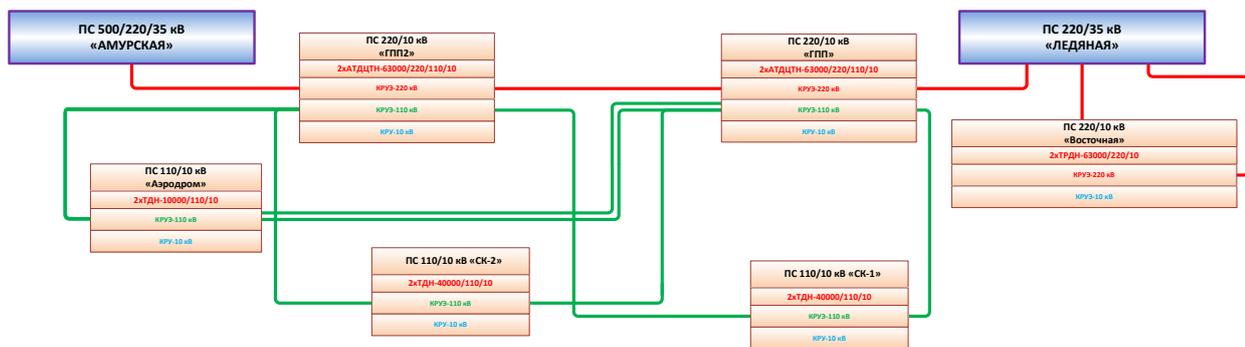


Рис. 2. Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2022 год.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1. Определение расчетных электрических нагрузок

Для того, чтобы правильно выбрать систему электроснабжения, необходимо определить электрические нагрузки, исходя из величин которых будет возможно установить параметры всех элементов схемы.

От верного расчета электрических нагрузок зависит корректный выбор оборудования, поэтому точный расчет нагрузок крайне важен для любой системы электроснабжения.

Электрические нагрузки рассчитываются множеством методов, например: методом удельного электропотребления, вероятностно-статистическим методом, метод коэффициента расчетной нагрузки - являющийся наиболее точным методом расчета. Развернутый расчет нагрузок предоставлен на примере подстанции БКТП, так как метеорологический комплекс в дальнейшей перспективе будет подключен именно к БКТП. Расчет нагрузок произведен методом коэффициента расчетной нагрузки, являющимся более точным в сравнении с другими методами.

Нагрузку, по которой определяют и выбирают большинство электрооборудования, мощности ИП, сечения кабелей и проводов, мощности трансформаторов называют расчетной.

Расчет электрических нагрузок по данному методу производится в нижеуказанной последовательности:

1. Рассчитываются номинальные мощности приемников, работающих в повторно-кратковременном режиме:

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

где  $ПВ$  – паспортная продолжительность включения;

$P_{пасп}$  – паспортная мощность, кВт.

1. Электроприемники разделяются на характерные категории.

2. Находится номинальная мощность (активную  $P_{НОМ}$  и реактивную  $Q_{НОМ}$ ) группы электроприемников (ЭП) как алгебраическая сумма номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

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

где  $n$  – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

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

3. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы электроприемников.

$$K_{И} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ}. \quad (4)$$

4. Определяются средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot K_{И}; \quad (5)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (6)$$

5. Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \Sigma P_{НОМ}}{P_{НОМ \text{ MAX}}}. \quad (7)$$

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

6. Определяется расчетная активная и реактивная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}; \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\varepsilon} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}, \quad (9)$$

$$\text{При } n_{\varepsilon} \geq 10 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (10)$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1. В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения БКТП 10/0,4 кВ.

Таблица 1 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	<i>n</i> , шт	$P_{\text{ЭП}}$ , кВт	$K_u$	$tg\varphi$
Здание АТЗ-1	12	18,66	0,89	0,39
Здание АТЗ-2	20	13,68	0,65	0,39
Здание БЭГ-1	10	3,66	0,87	0,43
Здание БЭГ-2	20	3,81	0,65	0,39
Гараж на 5 машиномест	15	11,46	0,95	0,75
Здание КПП	10	5,5	0,87	0,77
Убежище	6	2,83	0,9	0,67
Эллинг	6	0,9	0,85	0,43
Склад	7	1,97	0,85	0,77
Антенное поле	28	0,47	0,8	0,62
Здание ОРП-1	2	0,4	0,9	0,33
Здание ОРП-2	6	0,8	0,6	0,33

Расчет рассмотрим на примере здания АТЗ-1:

1. Номинальная мощность здания АТЗ-1:

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{ЭП}} \cdot \sqrt{P/B}; \quad (11)$$

$$P_{\text{НОМ}} = 18,66 \cdot \sqrt{1} = 18,66 \text{ кВт.}$$

2. Суммарная номинальная мощность:

$$P_{\text{НОМ}\Sigma} = n \cdot P_{\text{ЭП}}; \quad (12)$$

$$P_{\text{НОМ}\Sigma} = 12 \cdot 18,66 = 223,9 \text{ кВт.}$$

$$Q_{НОМ\Sigma} = P_{НОМ\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (13)$$

$$Q_{НОМ\Sigma} = 223,9 \cdot 0,39 = 87,32 \text{ кВар.}$$

3. Средневзвешенный коэффициент использования равен:

$$K_{u.ср} = 0,89$$

4. Средняя суммарная активная и реактивная мощность:

$$\Sigma P_{ср} = P_{НОМ\Sigma} \cdot K_{u.ср}; \quad (14)$$

$$\Sigma P_{ср} = 223,9 \cdot 0,89 = 199,29 \text{ кВт,}$$

$$\Sigma Q_{ср} = \Sigma P_{ср} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (15)$$

$$\Sigma Q_{ср} = 199,3 \cdot 0,39 = 77,73 \text{ кВар.}$$

5. Расчетная активная и реактивная мощности:

Выбираем расчетный коэффициент  $K_p = 1$

$$P_p = \Sigma P_{ср} \cdot K_p; \quad (16)$$

$$P_p = 199,3 \cdot 1 = 199,3 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = Q_{ср} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (17)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 1,52 = 1,7 \text{ кВар.}$$

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные мощности электроприемников

Наименование	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ кВар}$	$S_p, \text{ кВА}$
ЦРП – 10 кВ «Метеорологический»			
ТП-1	742,9	430,2	2320,8
ТП-2	1749,5	1060,4	608,6
ТП-3	541,2	307,3	1461,9

Продолжение таблицы 1

Наименование	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА
ТП-4	1428,0	731,0	966,3
ТП-5	701,7	443,2	1507,8
ТП-6	470,5	280,1	551,4
ТП-7	463,2	275,7	944,3
ТП-8	743,2	442,1	560,1
ТП-9	197,1	117,3	234,6
ИТОГО	7037,3	4087,3	8137,74

## 2.2. Проектирование системы внешнего электроснабжения

Под внешним энергоснабжением подразумевается подробная схема энергоснабжения и количество источников питания, от которых питается предприятие. Основным и основополагающими факторами проектировки системы энергоснабжения служат, экономичность, надежность и качество электроэнергии.

Экономика устанавливается количеством потраченных денег на систему энергоснабжения. От категоричности потребителей выражается надежность и качество электроэнергии, а так же уникальность технологического процесса, неправильный выбор вполне может привести к снижению надежности системы энергоснабжением, так и к излишним тратам на дополнительное резервирование.

Электроснабжение метеорологического комплекса площадки 4.1 получает от КРУ10 СК по двум взаимно резервируемым линиям напряжением 10 кВ и понижается до 0.4 кВ для потребителей.

### 2.3 Расчет осветительной нагрузки

На осветительную нагрузку приходится примерно 10-15% всей нагрузки электроснабжения предприятия.

Осветительная нагрузка площадки 4.1 метеорологического комплекса определяется по следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (18)$$

$$P_{осв} = 48 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 29,38 \text{ кВт},$$

где  $A, B$  – ширина и длина производственного помещения;

$a$  – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м<sup>3</sup>

$$Q_{осв} = P_{p.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (19)$$

$$Q_{осв} = 29,38 \cdot 0,88 = 25,85 \text{ кВар}.$$

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} + P_{p12} + P_{осв}; \quad (20)$$

$$P_{p\Sigma} = 199,3 + 177,8 + 31,84 + 49,53 + 163,3 + 47,8 + 15,3 + 2,7 + 11,7 + 10,5 + 0,7 + 0,9 = 742,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} + Q_{p12} + Q_{осв}; \quad (21)$$

$$Q_{p\Sigma} = 85,5 + 76,3 + 15,1 + 21,2 + 134,7 + 40,5 + 11,3 + 1,3 + 9,9 + 7,2 + 0,3 + 1 = 430,2 \text{ кВар}.$$

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} \quad (22)$$

$$S_p = \sqrt{(742,9)^2 + (430,2)^2} = 858,4 \text{ кВА}.$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки площадки 4.1 метеорологического комплекса.

## ЗВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 3.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор - это электрическое устройство, рассчитанное для перевода одного значения напряжения в другое значение напряжения и применяется для передачи энергии на большие расстояния с меньшими потерями.

Количество трансформаторов принимается равным двум, для повышения надежности электроснабжения, так как присутствуют потребители первой и второй категории.

Мощность трансформатора на понижающей подстанции выбирается исходя из условия перегрузки, допустимой в послеаварийном режиме в допустимых пределах от 70 до 80%, на время от силы 6 часов на протяжении не более 5 суток. Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА:

$$S_{p_i} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \text{кВА} \quad (23)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки;

$P_{\Sigma}$  – суммарная активная расчетная мощность;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_p = \frac{\sqrt{742,86^2 + 430,16^2}}{2 \cdot 0,7} = 555,5 \text{ ,кВА}$$

Выбираем трансформатор ТМГ-630/10/0,4 , с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток  $Y_0/\Delta$ .

После того, как мы произвели выбор трансформатора, его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в послеаварийном и номинальных режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР ном}}, \quad (24)$$

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{742,86^2 + 430,16^2}}{2 \cdot 630} = 0,62$$

Так же рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{742,86^2 + 430,16^2}}{630} = 1,23$$

Согласно ГОСТ 14794-79 устанавливается следующая структура условного обозначения трансформаторов:

ТМГ-630/10/0,4 У1 (ХЛ1)

Т - трехфазный;

М – масляный;

Г - герметичный;

630 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

10 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТМГ-630/10
$S_{ном}$ , кВА	630
$U_{ВН}$ , кВ	10
$U_{НН}$ , кВ	0,4
$\Delta P_{xx}$ , кВт	1,24
$\Delta P_k$ , кВт	7,6
$U_k$ , %	5,5
$I_x$ , %	2
Количество трансформаторов	2

Выбор и проверка остальных трансформаторов 10/0,4 кВ производится аналогично, расчётные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет и выбор трансформаторов 10/0,4 кВ.

Номер ТП	$P_{p.ТП},$ кВт	$Q_{неск.ТП},$ квар	$S_{тр},$ кВА	$k_3$	$k_{3ПАВ}$	Тип ТП
ТП-1	742,9	430,2	630	0,62	1,23	ТМГ-630/10/0,4
ТП-2	1749,5	1060,4	1600	0,64	1,28	ТМГ-1600/10/0,4
ТП-3	541,2	307,3	630	0,52	1,04	ТМГ-630/10/0,4
ТП-4	1428,0	731,0	1600	0,5	1,01	ТМГ-1600/10/0,4
ТП-5	701,7	443,2	630	0,66	1,32	ТМГ-630/10/0,4
ТП-6	470,5	280,1	400	0,68	1,37	ТМГ-400/10/0,4
ТП-7	463,2	275,7	400	0,67	1,35	ТМГ-400/10/0,4
ТП-8	743,2	442,1	630	0,68	1,37	ТМГ-630/10/0,4
ТП-9	197,1	117,3	250	0,51	1,01	ТМГ-250/10/0,4

### 3.2 Компенсация реактивной мощности

Значение реактивных параметров мощности и энергии негативно влияют на работу энергосистемы, становятся больше значения потерь напряжения в электросети, повышаются затраты на потери электроэнергии в приемниках. Отрицательное воздействие реактивной составляющей тока заключается в добавочных нагрузках на линию, что влияет на увеличение сечения линий, следовательно к возрастанию капиталовложений в электроснабжение.

Наличие конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности влияет на:

- разгрузку элементов электроснабжения, а именно линий, от которых производится питание, трансформаторов и РУ.
- Происходит экономия на затратах электроэнергии.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения 10кВ, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4.[1].

Найдем требуемую компенсируемую мощность на примере ТП-1.

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

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot k_z \cdot S_{тном})^2 - P_{p\Sigma}^2};$$

(25)

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 742,9^2} = 475,42 \text{ квар}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ} = Q_{P\Sigma} - Q_T; \tag{26}$$

$$Q_{НКУ} = 430,2 - 475,42 = -45,22 \text{ квар}.$$

Определяем дополнительную мощность НКУ, обеспечивающую снижение потерь электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{НКУ.доп} = Q_{P\Sigma} - Q_{НКУ} - \gamma \cdot S_{тном} \cdot N_T; \tag{27}$$

$\gamma$  - зависит от значений  $K_{p1}$  и  $K_{p2}$ , которые определяются по справочным данным.

$$Q_{НКУ.доп} = 430,2 - 45,22 - 0,21 \cdot 630 \cdot 2 = 210,82 \text{ квар} .$$

Определяем суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУсумм} = Q_{НКУ.доп} + Q_{НКУ}; \quad (28)$$

$$Q_{НКУсумм} = 210,82 - 45,22 = 165,6 \text{ квар} .$$

Принимаем к установке две конденсаторные батареи с установкой на каждую секцию шин УКМ 58-0,4-60-20 УЗ и две конденсаторные установки УКМ 58-0,4-20-5 УЗ



Рис. 3. Компенсирующая установка УКМ-58-0,4-60-10УЗ

Расчет остальных конденсаторных установок производится аналогично, результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Выбор компенсирующих устройств

Номер ТП	$Q_{НКУСУММ}$ , квар	Наименование конденсаторной установки
ТП-1	165,6	УКМ 58-0,4-60-20 УЗ УКМ 58-0,4-20-5 УЗ
ТП-2	619,4	УКМ 58-0,4-350-25 УЗ
ТП-3	-83,3	Компенсация не требуется
ТП-4	340,4	УКМ 58-0,4-175-25 УЗ
ТП-5	-110,6	Компенсация не требуется
ТП-7	97,9	УКМ 58-0,4-50-10 УЗ
ТП-8	-114,6	Компенсация не требуется
ТП-9	-63,91	Компенсация не требуется

#### 4. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Появление токов короткого замыкания в системе электроснабжения возможно в нескольких случаях:

- 1) Повреждение или выход из строя изоляции электрооборудования;
- 2) Неверные действия технического персонала.

Все эти факторы влияют на нарушение нормального режима работы. Чтобы как можно скорее произошло восстановление нормального режима работы электроснабжения, а так же для уменьшения затрат от поломки электрооборудования, необходим правильный и точный расчет токов КЗ, в зависимости от их значения производится выбор защитной аппаратуры, электрооборудования, а так же средств ограничивающих токи КЗ.

При возникновении КЗ ток в фазах системы энергоснабжения увеличивается в сравнении с нормальным режимом работы. Напряжение в системе уменьшается, в особенности, чем ближе к точке КЗ находится, тем напряжение будет меньше.

Чтобы рассчитать токи КЗ необходимо составить расчетную схему системы энергоснабжения, а затем опираясь на эту схему, составить схему замещения. Под расчетной схемой подразумевается упрощенная схема, на которой присутствуют все элементы системы, а так же ее параметры, оказывающие влияние на токи КЗ. Под схемой замещения подразумевается упрощенная расчетная схема, на которой магнитные связи заменены на электрические, а все элементы системы энергоснабжения изображены, как сопротивления.

Для упрощения все короткие замыкания принимаем за металлические. Расчет будем вести в именованных единицах.

#### 4.1 Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ

Сопrotивление системы определяется по следующей формуле

$$x_C = x_0 = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(1)}}, \quad (29)$$

где  $U_c$  - напряжение системы, в нашем случае равно 10,5 кВ;

$I_{КЗ}^{(3)}$  - трехфазный ток короткого замыкания системы, 10,4кВ;

$$x_C = x_0 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 0,58 \text{ мОм.}$$

Сопrotивления трансформатора ТМГ-630/10/0,4:

$$x_m = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (30)$$

$$x_T = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 630} = 13,6 \text{ мОм;}$$

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}; \quad (31)$$

$$r_T = \frac{7600 \cdot 10^2}{630^2} = 3,1 \text{ мОм.}$$

Для трансформатора ТМГ-630/10/0,4: кВ,  $\Delta P_{кз} = 7,6$  кВт и  $u_{к,\%} = 5,5\%$ .

Расчет активного и реактивного сопротивления кабеля производится по формулам:

$$r = r_0 \cdot l; \quad (33)$$

$$x = x_0 \cdot l, \quad (34)$$

$$r_{кл.рп} = 0,081 \cdot 0,91 = 0,074 \text{ Ом.}$$

$$x_{кл.рп} = 0,158 \cdot 0,91 = 0,144 \text{ Ом.}$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельные сопротивления линий, Ом/м;

$l$  - длина кабеля, от КРУ до ЦРП, исходные данные выданы на предприятии.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (35)$$

Для начала расчета, необходимо составить схему замещения для рассматриваемого участка сети.

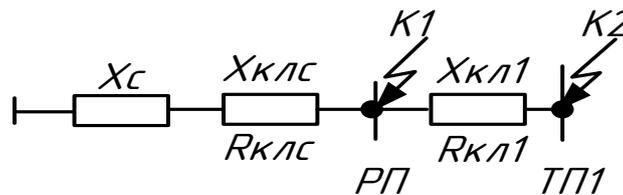


Рис. 4. Схема замещения для расчетов токов КЗ на 10кВ.

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1.

$$x_1 = x_c + x_{кл.пн} \quad (36)$$

$$x_1 = 0,583 + 0,074 = 0,657 \text{ мОм.}$$

$$r_1 = r_{кл.пн} = 0,144 \text{ мОм.}$$

Определим ток при металлическом контакте.

$$I_{\max ПО} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} \quad (37)$$

$$I_{\max ПО} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,657^2 + 0,144^2}} = 3,019 \text{ кА}$$

Найдем значение постоянной затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{x_1}{314 \cdot r_1} \quad (38)$$

$$T_a = 0,015$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (39)$$

Определяем ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\max \text{ ПО}} \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}); \quad (40)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3.019 \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}}) = 4.39 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока двухфазного КЗ для точки К1.

$$I_{2\max \text{ ПО}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\max \text{ ПО}}}{2} \quad (41)$$

Определим ток при металлическом контакте:

$$I_{2\max \text{ ПО}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3.019}{2} = 2.613 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываем токи КЗ для всех остальных точек. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ на 10кВ для КЛ

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трехфазное, кА	Двухфазное, кА
К 1	3,019	2,613
К 2	4.584	3.97
К 3	3.831	3.318
К 4	4.154	3.597
К 5	4.075	3.529
К 6	4.434	3.84
К 7	3.505	3.035
К 8	4.389	3.801

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трехфазное,кА	Двухфазное, кА
К 9	3.709	3.212
К 10	3.411	2.954

#### 4.2 Расчет токов КЗ на 0,4 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 0,4 кВ подобен расчету токов КЗ на напряжение 10 кВ, различие заключается в наличии сопротивлений автоматов, шин КТП, сопротивления контактов, а так же наличия других сопротивлений и коэффициента трансформации.

Ход расчетов остается тем же, что и при подсчете токов КЗ на 10 кВ, но при несимметричных КЗ приходится учитывать наличие обратной и нулевой последовательности, а так же меняются сопротивления некоторых элементов схемы. При приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности задается равным сопротивлению прямой последовательности. Составим схему замещения для расчета токов КЗ на 0,4кВ.

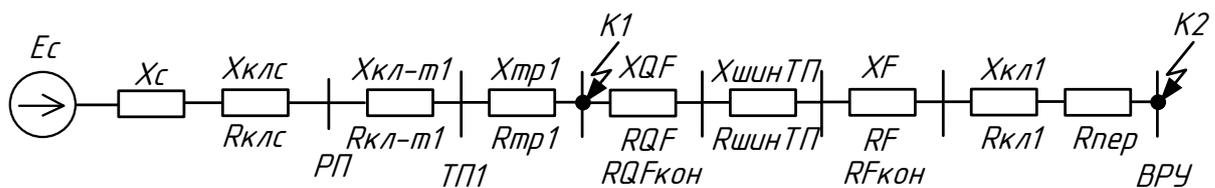


Рис. 5. Схема замещения для расчетов токов КЗ на 0,4кВ.

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1.

$$x_1 = (x_c + x_{кл.рп} + x_{кл.БКТП1} + x_m + x_{тр.QF} + x_{шинБКТП1} + x_{клF} + x_{кл1}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2; \quad (42)$$

$$x_1 = (0,58 + 0,074 + 0,024 + 13,6 + 0,0041 + 0,0006 + 0,008 + 0,0048) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$x_1 = 0,007 \text{ МОм.}$$

$$r_1 = (r_c + r_{кл.рп} + r_{кл.БКТП1} + r_m + r_{мп.ОФ} + r_{мп.ОФконт} + r_{шинБКТП1} + r_{клF} + r_{клFконт} + r_{кл1}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$r_1 = 0,027 \text{ мОм.}$$

Определим ток при металлическом контакте:

$$I_{\max ПО} = \frac{0,38}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,026^2 + 0,027^2}} = 6,145 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К1 с учетом переходного сопротивления дуги.

$$x_2 = (2 \cdot (x_c + x_{кл.рп} + x_{кл.БКТП1}) + 3 \cdot x_m) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 + 3 \cdot (x_{мп.ОФ} + x_{шинБКТП1} + x_{клF} + x_{кл1}); \quad (43)$$

$$x_2 = 0,077 \text{ мОм};$$

$$r_2 = (2 \cdot (r_{кл.рп} + r_{кл.БКТП1}) + 3 \cdot r_m) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 + 3 \cdot (r_{мп.ОФ} + r_{мп.ОФконт} + r_{шинБКТП1} + r_{клF} + r_{клFконт} + r_{кл1});$$

$$r_2 = 0,081 \text{ мОм.}$$

Определим ток при контакте через дугу.

Сопротивление дуги  $r_\delta = 0,02 \text{ мОм.}$

$$r_{2,1} = r_2 + r_\delta; \quad (44)$$

$$r_{2,1} = 0,081 + 0,02 = 0,101 \text{ мОм.}$$

$$I_{\min ПО} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{x_2^2 + r_{2,1}^2}}; \quad (45)$$

$$I_{\min ПО} = \frac{0,38 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{0,077^2 + 0,101^2}} = 5,455 \text{ кА.}$$

Расчет остальных точек КЗ производится аналогично, результаты предоставлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ для КЛ

Расчетные точки	Вид КЗ	
	Трехфазное,кА	Однофазное, кА
К 1	10,85	10,21
К 2	6,145	5,45
К 3	5,101	4,59
К 4	0,783	0,766
К 5	0,855	0,835
К 6	6,145	5,45
К 7	1,842	1,753
К 8	0,31	0,308
К 9	0,31	0,308
К 10	0,464	0,458
К 11	0,914	0,892
К 12	0,413	0,408
К 13	0,615	0,605

## 5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

### 5.1 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор площади сечения кабеля производится путем нахождения расчетного тока, затем производится проверка выбранного кабеля на потерю напряжения, а так же рассчитывается минимально допустимое сечение кабеля. Позже производится анализ справочных данных и в зависимости от значения расчетного тока по таблице выбирают ближайшее превышающее значение расчетного тока и исходя из этого выбирается сечения кабеля.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима. [4]

Произведем выбор кабеля от ТП до потребителя в сети 0,4 кВ.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \text{ кА} \quad (46)$$

где  $P_{\Sigma}$ ,  $Q_{неск}$  – активная и некомпенсированная реактивная мощности, передаваемой по линии.

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

$$I_p = \frac{\sqrt{177,84^2 + 76,29^2}}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 279,31 \text{ А}$$

Исходя из значений расчетного тока, принимаем кабель трехжильный АПвБШп сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Длительное допустимый ток для кабеля сечением 16 мм<sup>2</sup>:

$$I_{дл.дон} = 330 \text{ А}$$

Допустимый длительный ток вычисляется по соотношению:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дон}; \quad (47)$$

$$279,31 \text{ А} \leq 313,5 \text{ А}$$

Допустимый длительный ток определяется следующим образом:

$$I_{don} \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}; \quad (48)$$

$$330 \text{ A} \geq 294,01 \text{ A}$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;

$k_1$  – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,95 по справочнику [4];

$k_2$  – коэффициент, учитывающий прокладку нескольких кабелей;

$k_3$  – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимается 1,13.

Выполним проверку кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l_1}{10000} \cdot (r \cdot \cos(\varphi) + x \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100 \quad (49)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 279,31 \cdot 90}{400} \cdot (0,33 \cdot 0,363 + 0,081 \cdot 0,932) \cdot 100 = 4,47\%$$

По потере напряжения кабель прошел, так как значение  $\Delta U$  входит в пределы до 10%.

Проверяем кабель на термическую стойкость:

$$S_M = \frac{I_{\max}^{(3)} \cdot \sqrt{t_3 + T_a}}{C_{тер}} \quad (50)$$

$I_{\max}^{(3)}$  - максимальное значение расчетного тока короткого замыкания;

$t_3$  - собственное время отключения защитного аппарата;

$T_a$  - среднее значение постоянной времени апериодической слагающей тока короткого замыкания;

$C_{тер}$  - постоянная времени, зависящая от вида изоляции и материала жил кабеля, определяется при условии, что температура нагрева проводников при коротком замыкании не превышает допустимую -150 °С для поливинилхлоридной и резиновой изоляции.

$$S_M = \frac{5101 \cdot \sqrt{0,5 + 0,01}}{75} = 48,57 \text{ мм}$$

Минимальное допустимое сечение кабеля напряжением на 0,4 кВ получилось 50 мм<sup>2</sup>, отсюда следует, что кабель марки АПвБШп х 95 мм<sup>2</sup> подходит для данной сети.

Расчет кабелей 0,4 кВ представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета сечения кабелей 0,4 кВ для КЛ

Участок сети	Ирасч, А	Сечение, мм <sup>2</sup>	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %	S <sub>M</sub> , мм
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-1	313	120	385	АПвБШп 120	6.398	58,51
ТП1-2	279,31	95	330	АПвБШп 95	3.479	48,57
ТП1-3	50,82	25	150	АПвБШп 25	5.993	7,45
ТП1-4	77,79	25	150	АПвБШп 25	2.614	8,14
ТП1-5	305,57	120	385	АПвБШп 120	7.508	58,51
ТП1-6	90,51	16	115	АПвБШп 16	0.834	17,54
ТП1-7	27,4	4	49	АПвБШп 4	3.174	2,96
ТП1-8	4,31	4	49	АПвБШп 4	1.052	2,96
ТП1-9	22,17	6	60	АПвБШп 6	4.703	4,41
ТП1-10	18,39	10	90	АПвБШп 10	3.528	8,71
ТП1-11	1,41	4	49	АПвБШп 4	2.333	3,93
ТП1-12	4,42	6	60	АПвБШп 6	1.279	5,86

Расчет кабелей на 10 кВ производится аналогично, результаты расчетов предоставлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета сечения кабелей 0,4 кВ для КЛ

Участок сети	И <sub>расч</sub> , А	Сечение, мм <sup>2</sup>	И <sub>дл.доп</sub> , А	Марка	ΔU, %	S <sub>M</sub> ,мм
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП1	49,56	95	330	АПвБШп 95	0.398	78,86
РП-ТП2	118,1	95	330	АПвБШп 95	0.479	77,79
РП-ТП3	35	95	330	АПвБШп 95	1.993	80,89
РП-ТП4	92	95	330	АПвБШп 95	2.614	79,03
РП-ТП5	47,92	95	330	АПвБШп 95	2.508	75,72
РП-ТП6	31,57	95	330	АПвБШп 95	1.834	73,67
РП-ТП7	31,1	95	330	АПвБШп 95	0.174	74,49
РП-ТП8	49,91	95	330	АПвБШп 95	2.052	71,05
РП-ТП9	13,23	95	330	АПвБШп 95	1.703	77,17

## 6 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

В данном дипломном проекте распределительное устройство на 10 кВ, выполняется в виде двух секций шин, для дополнительной надежности устанавливается секционный выключатель с устройством АВР. Обычно, трансформация напряжения в распределительном пункте не происходит, данный подход применен и в моем дипломном проекте. Проектировка подстанций выполняется с запасом на будущее, с возможностью дальнейшего расширения. Электрическая схема распределительного пункта предоставлена на рисунке.

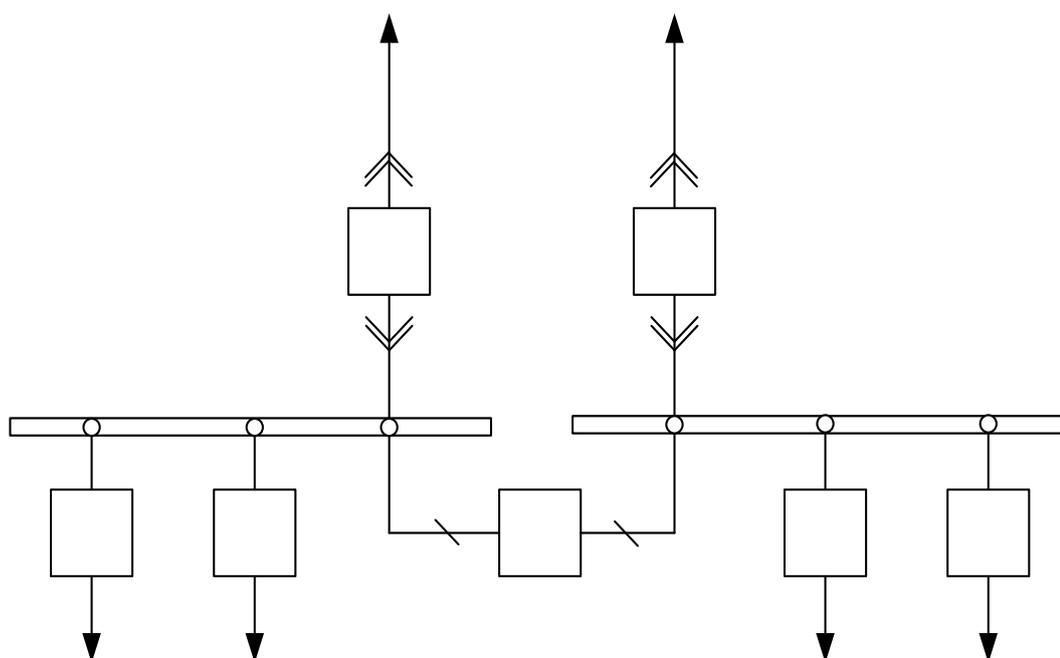


Рис.6. Электрическая схема распределительной подстанции

При выборе РП, было решено применить секционированную систему шин. Отключение секционного выключателя приводит к снижению токов короткого замыкания, в нормальном режиме выключатель отключен. Шкаф комплектного распределительного устройства состоит из:

- 1) Трансформатора тока
- 2) Трансформатора напряжения
- 3) Устройств релейной защиты

4) Выключателя

5) Приборов измерения

Сборка и комплект шкафов КРУ происходит на заводе изготовителе, возможно использование оборудования разных фирм. Использование КРУ практично в наше время, так как позволяет повысить практичность монтажа и эксплуатации.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 7.1 ВЫБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений, в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Выбор аппаратов защиты производится с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности меньшими по расчетным токам защищаемых участков сети или по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты с округлением до ближайшего большего стандартного значения.

2. Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим и должна быть обеспечена селективность действия защиты соответствующим подбором аппаратов защиты и его защитной характеристики.

3. Аппараты защиты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации, например при рабочих пиках технологических нагрузок, и т.п.

4. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух - и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтралей сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Плавкие предохранители выбирают по условиям:

$$I_{РАСЧ} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (51)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Выбор предохранителя произведем на примере здания АТЗ-1

Расчетный ток для здания АТЗ-1 находится:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (52)$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальное значение мощности, протекающей через оборудование, учитывая аварийные ситуации.

$$I_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{742,4^2 + 430,69^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,56 А$$

Исходя из значения  $I_{РАСЧ}$ , производим выбор предохранителя на номинальный ток 60 А.

Производим выбор предохранителя НПН-60 [4].

Аналогично производим выбор предохранителей других потребителей 10 кВ предоставлено в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
1	2	3	4
1	49,56	60	НПН-60
2	118,1	120	ПН2-100
3	35,07	40	НПН-40
4	92,39	120	ПН2-100
5	47,92	60	НПН-60
6	31,57	40	НПН-60

Номер ТП	$I_{расч}$ , А	$I_{пл.вст}$ , А	Марка предохранителя
7	31,1	40	НПН-60
8	49,91	60	НПН-60
9	12,23	30	НПН-60

После того как выбрали предохранитель следует выполнить проверку по следующим требованиям:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию токов КЗ ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Предохранители проверяются по условию согласования с сечением проводника[4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон}, \quad (53)$$

Производится проверка предохранителей на разрушающее действие трехфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (54)$$

Проверяется по условию чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (55)$$

Чем меньше номинальный ток предохранителя, тем большую отключающую способность он имеет, отсюда следуют, что все выбранные предохранители проходят по всем выше перечисленным условиям.

## 7.2 Выбор автоматических выключателей

Согласно требованиям автоматические выключатели выбираются исходя из следующих условий:

$$I_{\text{ном.расц}} > 1,2 \cdot I_p \quad (56),$$

где  $I_{\text{ном.расц}}$  - номинальный ток расцепителя, А;

$I_p$  - расчетный ток нагрузки, А.

Предохранитель выбирается по следующим параметрам :

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (57)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (58)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (59)$$

Условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}. \quad (60)$$

Произведем выбор автоматических выключателей на напряжение 0,4 кВ, результаты расчетов предоставлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор автоматов на стороне 0,4 кВ.

№ ТП-потребитель	$I_p, A$	$I_{ном}, A$	$I_{ном.расц}, A$	Марка выключателя
1	3	4	5	6
ТП1-1	313	400	1000	ВА57-39
ТП1-2	279,31	400	1000	ВА57-39
ТП1-3	50,82	63	250	ВА57Ф35
ТП1-4	77,79	80	250	ВА57Ф35
ТП1-5	305,57	400	1000	ВА57-39
ТП1-6	90,51	100	500	ВА75-45
ТП1-7	27,4	31,5	100	ВА57Ф35
ТП1-8	4,31	16	80	ВА57Ф35
ТП1-9	22,17	25	100	ВА57Ф35
ТП1-10	18,39	20	80	ВА57Ф35
ТП1-11	1,41	16	80	ВА57Ф35
ТП1-12	4,42	16	80	ВА57Ф35

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 31,5 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

### 7.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания [5].

Условия при выборе аппарата по номинальному напряжению:

$$U_{АП.НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}, \quad (61)$$

где  $U_{АП.НОМ}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{УСТ.НОМ}}$  – номинальное напряжение установки.

Условие при выборе аппарата по номинальному току:

$$I_{\text{АП.НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (62)$$

Значение токов нагрузки, проходящего через аппарат,  $I_{\text{РАБ.МАХ}}$  не должно превосходить значение тока, указанного в данных из каталога соответствующего аппарата.

В качестве расчетного вида короткого замыкания при проверке аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, принимают значение трехфазного короткого замыкания. Для наибольшего количества аппаратов обязано осуществляться условие на динамическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{\text{макс}}, \quad (63)$$

$$I_y \leq I_{\text{макс}}, \quad (64)$$

где  $i_{\text{макс}}$  и  $I_{\text{макс}}$  – максимально допускаемое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Для проверки аппаратов на термическую стойкость необходимо найти значение максимальной температуры при нагреве токами короткого замыкания, так же необходимы сведения о длительности протекания токов короткого замыкания,  $t_{\text{откл}}$  или значение расчетного времени протекания токов к.з. Значение данного времени находится как сумма двух времен- время необходимое для отключения выключателя  $t_B$  и временем, необходимым для срабатывания защиты, которое в большинстве случаев принимается равным 0,01 с.

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину  $W_k$  теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время  $t_{\text{откл}}$ .

$$W_k = I_{\text{пО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a). \quad (65)$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (66)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}$$

Для того, чтобы найти ударный ток, необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных [6].

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 3,02 \cdot 1,717 = 7,33 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0};$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,02 = 4,27 \text{ кА.}$$

Расчет для точки ВН ведется аналогично.

Таблица 11 – Токи короткого замыкания.

Точка короткого замыкания	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$i_a$ , кА
ВН	3,02	4,39	4,27
НН	10,18	25	14,54

#### 7.4 Выбор комплектного распределительного устройства

Под комплектным распределительным устройством понимается распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов со встроенными измерительными и защитными аппаратами, а так же другими устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно

в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [7].

Выбираем распределительное устройство КРУ СЭЩ-63. КРУ СЭЩ включает в себя отдельные шкафы, которые соединяются между собой в соответствии с электрической схемой распределительного устройства. КРУ СЭЩ- это каркасно-модульная конструкция, которая включает в себя собранные модули, в которые встроены аппараты, приборы измерения, релейная защита, устройства управления и автоматики. Шкафы КРУ СЭЩ предусматривают в односторонний порядок в обслуживании. Шкафы собраны таким образом, что обеспечивают удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время использования. Технические характеристики КРУ предоставлены в таблице 12.

Таблица 12-Технические характеристики КРУ.

Наименование параметра, показатели классификации	Значение параметра, исполнение
1 Номинальное напряжение (линейное), кВ	10
2 Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
4 Номинальный ток сборных шин, А	1600
5 Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ СЭЩ, кА,	31,5
6 Ток термической стойкости	31,5
7 Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ СЭЩ, кА,	51
Номинальная частота, Гц	50
8 Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень “Б”

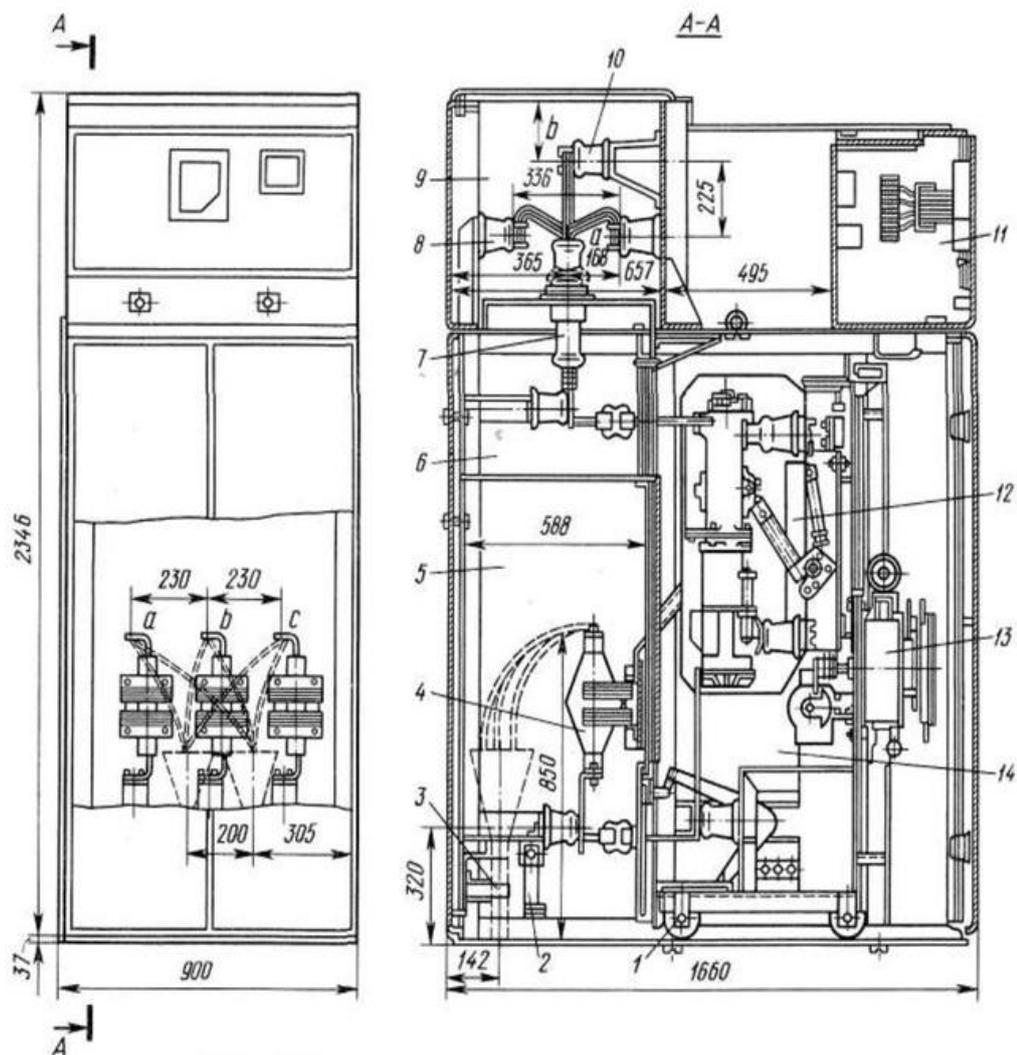


Рис.7. Устройство ячейки с выключателем

1. Выкатная тележка;
2. Заземляющий разъединитель;
3. Трансформатор земляной защиты;
4. Трансформатор тока;
5. Отсек трансформатора тока и кабельной разделки;
6. Отсек шиноразъединяющего контакта;
7. Проходной изолятор;
8. Сборные шины;
9. Отсек сборных шин;
10. Проходной изолятор;
11. Отсек аппаратуры РЗ и А;
12. Выключатель ВМП-10;

13. Привод выключателя;
14. Отсек выкатной тележки.

### **7.5 Выбор выключателей**

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода [5].

К установке принимаем выключатель марки АВВ VD4-10, для секционирования, а так же устанавливаем на вводах.

Данный выключатель относится к типу вакуумных, предназначается для надежной работы в комплектных распределительных устройствах, а так же в камерах стационарных одностороннего обслуживания.

Номинальные значения:

- Класс напряжения до 20 кВ;
- Трехфазный переменный ток частотой 50 Гц.

Применяется в системах с изолированной и заземленной нейтралью.

Если выключатель включен, то путь протекания тока проходит от верхнего вывода и держателя камеры, установленного в изоляционном корпусе к фиксированному контакту в вакуумной камере, затем через подвижный контакт и роликовый контакт к нижнему выводу. Отключающее движение передается через изоляционную соединительную тягу со встроенными контактными пружинами [15].

Таблица 13 – Параметры выбора выключателя VD4-10кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2200(1100) \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 3,017 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,6 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,18 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,18 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 24,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$



Рис.8. Выключатель VD4-10кВ.

## 7.6 Выбор трансформаторов тока

Главным предназначением трансформаторов тока состоит в подключении измерительных приборов и устройств защиты и управления, дополнительно служит для изоляции цепей вторичных соединений от высоких напряжений в КРУ внутренней и наружной установки.

Принимаем к установке трансформатор тока ТОЛ СЭЦ-10. Трансформаторы тока используются в схемах измерения, а так же в схемах учета электрической энергии.



Рис. 9. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10

У трансформаторов тока увеличение сопротивления во вторичной цепи приводит к повышению напряжения на выводах вторичной обмотки. Это объясняется тем, что ток в первичной цепи не зависит от нагрузки трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформатора тока практически не меняется с изменением ее сопротивления при данном режиме первичной цепи. Вследствие этого нагрузка трансформатора тока увеличивается с

возрастанием сопротивления во вторичной цепи, складывающегося из сопротивлений, подключенных к трансформатору тока аппаратов и приборов, соединительных проводов и переходных контактов.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЦ-10 приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЦ-10.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1159,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Как видно из таблиц, выбранный трансформатор тока соответствует требуемым условиям.

### 7.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [3].

Трансформаторы напряжения, предназначенные для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле, устанавливают на каждой секции сборных шин. Их выбирают по форме исполнения, конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и вторичной нагрузке.

Выбираются исходя из следующих условий:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \tag{67}$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИТ-10

Когда происходит превышение вторичной нагрузки, над номинальной мощностью в выбранном классе точности, то принимаем к установке второй трансформатор напряжения и производим перераспределение нагрузки.

В моем дипломном проекте было принято решение принять к установке антирезонансную группу трансформаторов напряжения типа НАМИТ-10 кВ.

Главным предназначением трансформатора напряжения является преобразование высокого напряжения в низкое, для удобства измерения.

Трансформаторы осуществляют питание приборов учета электроэнергии, измерительной аппаратуры, а так же устройств релейной защиты и автоматики, используются для контроля изоляции в сетях напряжением 10 кВ.

Трансформатор напряжения НАМИТ-10 - трехфазный, антирезонансный, масляный представляет собой соединённые конструктивно в единое целое два трансформатора напряжения [14]:

- трансформатор напряжения контроля изоляции (ТНКИ), трёхобмоточный: первичные и основные вторичные обмотки соединены по схеме звезда, дополнительные вторичные - разомкнутый треугольник.

- трансформатор нулевой последовательности (ТНП), двухобмоточный, первичная обмотка которого включена в нейтраль ТНКИ и заземлена,

вторичная обмотка выведена на крышку трансформатора. Предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждения при однофазных замыканиях и феррорезонансе.

Трансформаторы устанавливаются в шкафах КРУ(Н) и в закрытых РУ промышленных предприятий.

Климатическое исполнение «УХЛ», категория размещения 2 по ГОСТ 15150

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 15.

Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10 кВ представлено в таблицах 16.

Таблица 15– Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт.и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

### 7.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (68)$$

где  $U_{нд}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$  – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (69)$$

где  $U_{max.раб}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (Рис.9.), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

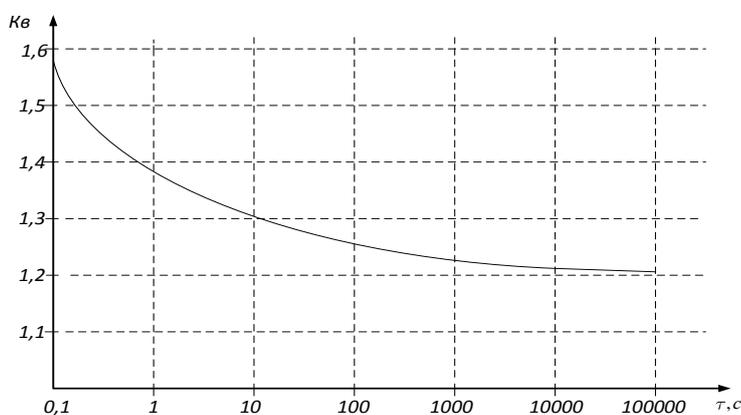


Рис.11. График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{П}} \right), \quad (70)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{П}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчетная частота;

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{ост}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7,3}{1,21} = 6 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	38,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

## 7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор мощности рабочих трансформаторов с. н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н. Точный перечень всех потребителей определяется при реальном проектировании после разработки тепломеханической части электростанции и всех ее вспомогательных устройств.

Таблица 18 – Нагрузки на собственные нужды

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	Нагрузка	
	кВт х п	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Отопление и освещение ОПУ	-	100	0,85	100	82
Освещение ЦРП	-	10	0,85	15	10
Прочие	-	50	0,85	60	40
Итого	-	170		175	132

Определим расчетную мощность собственных нужд:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (71)$$

$k_c$  - коэффициент спроса 0,8;

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{220^2 + 168^2} = 276,8 \text{ кВА.}$$

Определим расчетную мощность ТСН:

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч}}{N_{тр} \cdot k_{загр}}; \quad (72)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{276,8}{2 \cdot 0,7} = 197,7 \text{ кВА.}$$

Производим выбор двух трансформаторов типа ТМ-250/10.

## 8 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

### 8.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

#### 8.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (73)$$

где  $I_{п0}^{(3)}$  – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$  – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 3,02 = 3,17 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому  $I_{с.з.}^{ТО}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (74)$$

где  $\sum I_{ном.т}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$ .

Рассмотрим расчет уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для ЦРП-ТП1.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (75)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (76)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{6770}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,49 \text{ кА,}$$

$$3,17 \geq 1,49 \text{ кА.}$$

Заданное условие выполнено, выбор уставки произведен, верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\ TO} = \frac{I_{к\ max}^{(2)}}{I_{с.з.}^{TO}} \quad (77)$$

$$k_{ч\ TO} = \frac{3,02}{2,60} = 1,24 \geq 1,2$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{TO}$ , кА	$I_{бр.нам}$ , кА	$I_{к\ max}^{(2)}$ , кА	$k_{ч\ TO}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП						
ЦРП-ТП1	3,02	3,17	1,49	2,61	1,21	-
ЦРП-ТП2	2,97	3,12	1,49	2,58	1,21	-
ЦРП-ТП3	3,04	3,19	1,49	2,63	1,26	-
ЦРП-ТП4	2,99	3,15	1,49	2,59	1,24	-
ЦРП-ТП5	2,93	3,08	1,49	2,54	1,27	-

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

### 8.1.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Расчет уставок МТЗ покажем на примере участка РП-ТП1

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.маx}, \quad (78)$$

где  $k_{зап.}$  –коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л»  $k_{зап.} = 1,1$ ;

$k_{сзп}$  –коэффициент самозапуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии самозапуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей  $k_{сзп} = 1,2$ ;

$I_{р.маx}$  –максимальный ток в линии, А;

$k_B$  –коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А,}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (79)$$

где  $k_{сх}$  –коэффициент схемы ( $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

$k_T$  –коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 У3 с  $I_{ном.} = 400$  А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,8 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (80)$$

где  $I_{к\ min}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (81)$$

где  $t_1$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности.  $\Delta t$  для «СК-1» принимается  $\approx 0,5$ .

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет  $t_1 = 0,8 \dots 1,0$  с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{с.з.} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на  $I_{ном} = 60$  А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время  $t_{с.з.} = 1,3$  с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (82)$$

где  $I_{пл}$  – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время  $t_{с.з.}$ , А.

Для времени  $t_{с.з.} = 1,3$  с:  $I_{пл} = 230$  А.

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания защиты на «СК-1» выполняется.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}$ , А	$I_{раб.маx}$ , А	$I_{с.р.}$ , А	$k_{ч.мтз}$	$I_{пл}$ , А	Уставка тока, А
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП1	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
РП-ТП2	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6
РП-ТП3	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
РП-ТП4	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

По расчетным данным можно заметить, что есть возможность принять токовую отсечку на всех отходящих присоединениях.

### 8.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП1:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (83)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки;

$I_c$  - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left( \frac{U \cdot I_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (84)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ( $K = 1,25 - 1,35$ );

$l_{кл\Sigma}$  – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 1,98}{10} \right) = 2,48 \text{ А,}$$

$$I_{с.з.}^{O33} = 1,1 \cdot 2,48 = 2,73 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$ , км	$I_c$ , А	$I_{с.з.}^{O33}$ , А
РП			
ЦРП-ТП1	0,561	0,7	0,77
ЦРП-ТП2	0,48	0,6	0,66
ЦРП-ТП3	1,26	1,58	1,7
ЦРП-ТП4	1,7	2,1	2,3
ЦРП-ТП5	0,36	0,54	0,87
ЦРП-ТП6	0,87	1,23	0,91

По расчетным данным можно заметить, что есть возможность принять ОЗЗ на всех отходящих присоединениях.

## 8.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

### 8.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (73):

$$I_{сз}^{ТО} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{ТО}$ , кА
1	2	3
ПС «СК-1»-ЦРП	9,01	7,04

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей РП.

### 8.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А. (99)}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с  $I_{ном.} = 400 \text{ А}$ :

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
ПС «СК-1» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

### 8.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (84):

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 2,506}{10} \right) = 3,13 \text{ А,}$$

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (83):

$$I^{TO}_{с.з.} = 1,1 \cdot 3,13 = 3,44 \text{ А.}$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет ЗНЗ для РП1 10 кВ.

Участок сети	$l_{кЛ\Sigma}, \text{ км}$	$I_c, \text{ А}$	$I^{TO}_{с.з.}, \text{ А}$
ПС «СК-1» - ЦРП	2,1	3,13	3,44

## 8.3 Релейная защита секционного выключателя

### 8.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (73):

$$I_{сз}^{TO} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 25

Таблица 25 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{ТО}$ , кА
1	2	3
ПС «СК-1» - ЦРП	6,04	7,04

По расчетным данным можно заметить, что есть возможность принять токовую отсечку на РП.

### 8.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП по формуле (84):

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А,}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с  $I_{ном.} = 400 \text{ А}$ :

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
РП					
ПС «СК-1» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

#### 8.4 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) — способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Основная роль в работе этого переключателя возложена на контакторную группу. Речь идет о группе контакторов, которые, по сути, представляют элементы, контролирующие наличия света. Если свет исчезает, то от контакторов поступает соответствующий сигнал на управляющий механизм. В качестве последнего здесь выступает контролёр. От него уже поступают команды дальше, а они становятся основанием для переключения на питание генератора и его включения.

В тот момент, когда основная сеть начинает работать, контролером осуществляется обратное переключение на сеть, в результате происходит отключение электроустановки. В этом и состоит суть работы автоматического переключателя.

Общие требования к АВР:

- АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

- АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с неустранённым коротким замыканием.

АВР разделяют на:

- АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.

- АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.

- АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель отключается. Если кратковременная параллельная работа двух источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

- АВР без восстановления.

## **8.5 Автоматическое повторное включение**

Автоматическое повторное включение (АПВ) — одно из средств электроавтоматики, повторно включает отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Основное предназначение АПВ в том, чтобы восстановить работу объекта электросистемы будь это потребитель, участок линии электропередачи, участок

подстанции или электродвигатель. Обязательное условие существования АПВ — отсутствие запрета на осуществление включения во второй раз.

Причина, вызвавшей остановку работы объекта может быть неисправность на ВЛ или КЛ. К основным типам неисправности относятся короткие замыкания, схлесты проводов из-за сильной пляски или провиса, произошедшие во время сильного ветра, обледенение проводов, перекрытия воздушной изоляции и т. д. После того, как причина отключения исчезает при помощи АПВ на отключенную линию, или на объект мгновенно подается питание. Он остается под напряжением, продолжая работать, а потребитель продолжает получать электроэнергию безостановочно.

Повреждения, которые самоустраиваются принадлежат к категории неустойчивых неисправностей, после кратковременного пропадания напряжения линия или объект снова начинает работу.

Работа АПВ происходит с задержкой времени от 0,2 – 0,5 до нескольких секунд в зависимости от напряжения в линии, чем выше напряжение, тем меньше выдержка времени. Так, на линии 110 – 500 кВ время срабатывания – 0,15 сек. Время действия устройства зависит также от сечения и материала проводов, чем меньше сечение проводов, меньше воздушный промежуток между проводами тем более не успешное срабатывание АПВ. Задержка времени необходима для возвращения диэлектрической прочности изоляции воздушного промежутка в области горения дуги.

Классификация:

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические — они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические — воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

## 9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 9.1 Расчёт заземлителя

В данном проекте принято решение, выполнить в трансформаторной подстанции заземляющее устройство в виде замкнутого контура.

Удельное сопротивление грунта на космодроме принять равным 50 мОм. Общее сопротивление заземляющих устройств по ПУЭ не должно превышать 4 Ом в любое время года. Внутренний контур заземления трансформаторной подстанции выполняется заводом изготовителем.

Наружный контур заземления состоит из вертикальных и горизонтальных заземлителей.

Все металлические нетоковедущие части оборудования, установленного в трансформаторной подстанции, которые могут оказаться под напряжением, присоединены к контуру заземления сваркой или болтовым присоединением. Внутренний контур заземления соединяется с наружным контуром заземления сваркой.

Блок подстанции и все металлические лестницы присоединить к контуру заземления в двух точках сваркой. Все контактные соединения при устройстве контура заземления производить сваркой. Высота сварных швов 4мм, длина не менее  $6d$  электрода заземления.

Принятая трансформаторная подстанции является готовым изделием, решения по устройству системы уравнивания потенциалов и внутреннего контура заземления входят в комплект поставки завода-изготовителя трансформаторной подстанции.

После монтажа наружного контура заземления произвести замер сопротивления замеряющего устройства. В случае необходимости увеличить количество вертикальных электродов до достижения контуром заземления сопротивления не более 4 Ом.

Найдем расчетное значение удельного сопротивления вертикальных заземлителей:

$$\rho_{расч.в} = k_{м.в} \cdot k_{з.в} \cdot \rho_{изм}; \quad (84)$$

где  $k_{м.в}$  – коэффициент климатических зон для вертикальных заземлителей ( $k_{м.в} = 1,45$ ;

$k_{з.в}$  - коэффициент, учитывающий состояние земли для вертикальных заземлителей ( $k_{з.в} = 3,5$ );

$\rho_{изм}$  – удельное сопротивление грунта ( $\rho_{изм} = 50$ ).

$$\rho_{расч.в} = 1,45 \cdot 1,0 \cdot 50 = 72,5 \text{ мОм.}$$

$$\rho_{расч.г} = k_{м.г} \cdot k_{з.г} \cdot \rho_{изм}; \quad (85)$$

где  $k_{м.г}$  – коэффициент климатических зон для горизонтальных заземлителей;

$k_{з.г}$  - коэффициент, учитывающий состояние земли для горизонтальных заземлителей;

$\rho_{изм}$  – удельное сопротивление грунта.

$$\rho_{расч.г} = 3,5 \cdot 1,0 \cdot 50 = 175 \text{ мОм.}$$

Сопротивление одиночного стержня:

$$R_{\epsilon} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{L \cdot k_{у.в}} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right); \quad (86)$$

где  $L$  – длина вертикального электрода;

$d$  - диаметр вертикального электрода ( $d = 0,95 \cdot b$ );

$b$  - вертикальный электрод, стержень из угловой стали;

$t$  - глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли до середины электрода;

$$t = t_2 + \frac{L}{2}; \quad (87)$$

$$t = 0,5 + \frac{3}{2} = 1,5.$$

$$R_6 = \frac{0,366 \cdot 72,5}{3 \cdot 0,58} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,0 + 3}{4 \cdot 2,0 - 3} \right) = 34,7 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем количество стержней для удовлетворения условия  $R_3 = 4 \text{ Ом}$

$$n = \frac{R_6}{R_3}; \quad (88)$$

$$n = \frac{34,7}{4} = 8,7 \text{ шт.}$$

К установке принимаем количество стержней равным 9.

Произведем проверку, количеству проверяемых стержней:

$$R_3 = \frac{R_6}{n}; \quad (89)$$

$$R_{зпров} = \frac{34,7}{9} = 3,9 \text{ Ом.}$$

$$R_{зпров} \leq R_3; \quad (90)$$

Условие выполняется, количество стержней выбрано верно.

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L \cdot k_{u.г}} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_2^2}{D \cdot t_2} \right); \quad (91)$$

где  $L_2$  – длина горизонтального электрода ( $L_2 = 51$  м);

$t_2$  - глубина заложения горизонтального электрода ( $t_2 = 0,5$  м);

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 175}{51 \cdot 0,34} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 51^2}{0,016 \cdot 0,5} \right) = 21,5 \text{ Ом}$$

Рассчитаем общее сопротивление контура заземления:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3}; \quad (92)$$

$$R_{\text{общ}} = \frac{21,5 \cdot 3,9}{21,5 + 3,9} = 3,3 \text{ Ом.}$$

Расчет контура заземления трансформаторной подстанции произведен, верно, так как выполняется условие  $R_{\text{общ}} \leq 4 \text{ Ом}$

## 10 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью данного раздела является расчет затрат на строительство и обслуживание трансформаторной подстанции, а так же экономическая привлекательность объекта проектирования.

### 10.1 Расчёт капиталовложений

На капитальные вложения при строительстве сети трансформаторной подстанции влияют такие факторы как, капитальные вложения в кабельные линии и трансформаторы.

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (93)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$  - капитальные вложения на сооружение подстанций.

Исходя из параметров сравнения, видно что для данного конкретного случая необходимо будет учитывать капиталовложения в строительство КЛ.

Капиталовложения при прокладке КЛ состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы,

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, проводов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле (4.3)

$$K_{КЛ} = K_{КЛО} \cdot l \quad (94)$$

где  $K_{КЛО}$  – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Капитальные затраты при проектировании энергоснабжения трансформаторных подстанций состоят из затрат на КТП, приобретение трансформаторов и прочего оборудования.

$$K_{ВЛОЖ} = K_{ШИНА} + K_{КЛ} + K_{КТП} + K_{ТР} + K_{КУ} \quad (95)$$

где  $K_{\text{ШИНА}}$  - капитальные затраты на покупку и эксплуатацию шинпровода;  
 $K_{\text{ТР}}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;  
 $K_{\text{КТП}}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж КТП;  
 $K_{\text{КУ}}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ;  
 $K_{\text{КЛ}}$  - капитальные затраты на покупку кабелей.

Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции на 2018 год  $k_{\text{инф}} = 2,67$ .

## 10.2 Расчёт потерь электроэнергии

Потери электроэнергии определяются по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года.

$$\Delta W = \Delta W_{\text{кл}} + \Delta W_{\text{шина}} + \Delta W_{\text{тр}} \quad (96)$$

где  $\Delta W_{\text{кл}}$  - потери электроэнергии в КЛ;

$\Delta W_{\text{ТР}}$  - потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{шина}}$  - потери электроэнергии в шинах.

Потери электроэнергии в ВЛЭП определяются следующим образом

$$\Delta W_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{pij}} \cdot r_{ij} \cdot l_{ij} \cdot T_p \quad (97)$$

где  $I_{\text{pij}}$  - расчетный ток кабельной линии, А;

$r_{ij}$  - активное сопротивление линии; мОм;

$l_{ij}$  - длина кабельной линии; км;

$T_p$  - количество часов работы электрооборудования.

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_k + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 \quad (106)$$

$\Delta P_k$  - потери мощности в трансформаторе при КЗ;

$S$  - расчетная мощность;

$S_{ном}$  - мощность трансформатора.

Потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{mp} \cdot T_p \quad (98)$$

### 10.3 Расчёт издержек

Вторым важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} \quad (99)$$

где  $I_{\text{э.р}}$  - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$  - Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{\text{сл}}=20$  лет);

$I_{\Delta W}$  - Стоимость потерь электроэнергии;

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (100)$$

где  $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}, \alpha_{\text{э.р.ПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0.044$ ;  $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0.059$ ).

Издержки на амортизацию

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \quad (101)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0 \quad (102)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт×ч;

$C_0$  – стоимость потерь 1 кВт×ч электроэнергии. По заданию  $C_0=1,7$  руб/кВт·ч.

#### 10.4 Определение приведенных затрат

Приведённые затраты определяются по формуле

$$Z = E \cdot K + I \quad (103)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений,  $E=0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

$I$  – ежегодные эксплуатационные расходы.

Рассмотрим расчет затрат на примере ТП-1.

Капиталовложения на комплектную трансформаторную подстанцию:

$$K_{КТП2018} = K_{инф} \cdot K_{2КТП}; \quad (104)$$

$$K_{КТП2018} = 2,2 \cdot 438000 = 963600 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на трансформаторы:

$$K_{ТП} = K_{инф} \cdot K_{ТП} \cdot 2; \quad (105)$$

$$K_{ТП} = 2,2 \cdot 376442 \cdot 2 = 1656000 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на шинопровод:

$$K_{ШИНА} = 2,2 \cdot 575 \cdot 20 = 25300 \text{ руб.}$$

Рассчитаем капиталовложения на кабели:

$$K_{\text{КЛ}} = 373.62 \cdot 80 = 29970 \text{ руб.}$$

$$\sum K_{\text{КЛ}} = 495700 \text{ руб.}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{ВЛОЖ}} = K_{\text{ТП}} + K_{\text{КТП}} + K_{\text{КЛ}} + K_{\text{ШИНА}}; \quad (106)$$

$$K_{\text{ВЛОЖ}} = 3124000 \text{ руб.}$$

Издержки на трансформаторную подстанцию ТП-1:

Рассчитаем затраты на эксплуатацию сетей:

$$a_{\text{эксКЛ}} = 0,044$$

$$a_{\text{эксШИНОПР}} = 0,044$$

$$I_{\text{экс}} = a_{\text{эксКЛ}} \cdot (K_{\text{шина}} + K_{\text{кл}}); \quad (107)$$

$$I_{\text{экс}} = 0,044 \cdot (25300 + 495700) = 10060 \text{ руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$T_{\text{сшина}} = 25$$

$$T_{\text{слкл}} = 25$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{шина}}}{T_{\text{сшина}}} + \frac{K_{\text{кл}}}{T_{\text{слкл}}}; \quad (108)$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{25300}{25} + \frac{495700}{30} = 16820 \text{ руб.}$$

Рассчитаем потери электроэнергии в кабелях и шинопроводах:

$$\Delta W_{\text{ШИНА}} = 3 \cdot 619,51 \cdot 0,031 \cdot 10 \cdot 5000 \cdot 10^{-6} = 1785 \text{ руб.}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = 158100 \text{ руб.}$$

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 112 \text{ руб.}$$

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = 1785 + 158100 + 112 = 160000 \text{ руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W_{\Sigma}} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\text{уд}}; \quad (109)$$

$$I_{\Delta w_{\Sigma}} = 160000 \cdot 1,4 = 223900 \text{ руб.}$$

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 10060 + 16820 + 223900 = 250800 \text{ руб.}$$

Рассчитаем затраты:

$$З = 0,1 \cdot 3124000 + 2508000 = 5632189 \text{ руб.}$$

Расчет затрат остальных ТП производится аналогично, результаты предоставлены в таблице 27.

Таблица 27- Расчет затрат на проектирование электроснабжения

Номер ТП	Капиталовложения, руб.	Издержки, руб.	Затраты, руб.
ТП-1	3124000	250800	5632189
ТП-2	2978000	240370	5047009
ТП-3	3456000	321400	5963047
ТП-4	2694210	290360	4896050
ТП-5	3612000	423040	6102300
ТП-6	2563000	563070	5271000

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 11.1. Безопасность

Первостепенной обязанностью по обеспечению техники безопасности на космодроме «Восточный» является комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на устранение опасных факторов, воздействующих на рабочих во время пребывания на производстве. Все оборудования, а так же своевременный ремонт, зданий и сооружений объектов энергетики должны отвечать требованиям нормативных актов по охране труда.

Весь инвентарь, предназначенный для защиты персонала при обслуживании оборудования, должен своевременно осматриваться, а так же должен испытываться в соответствии с нормативными актами по охране труда.

Обязательным фактом для обеспечения безопасности на космодроме «Восточный», является своевременная разработка и утверждение инструкций по охране труда, как для работников определенных профессий, так и для некоторых видов работ, указанных в нормативных документах, приведенного в «Положении о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда» и «Методических указаниях по разработке правил и инструкций по охране труда».

Задачей каждого из работников предприятия является осведомленность и выполнение требований безопасности труда, относящихся к обслуживаемому оборудованию, а так же к организации труда на рабочем месте.

Работа по технике безопасности предприятия, должна соответствовать отраслевому положению о системе управления и охраны труда.

### 11.2 Техника безопасности при обслуживании подстанции

Оборудование подстанций осуществляется в соответствии с ПУЭ, которые предусматривают соответствующие меры электробезопасности для обслуживающего электротехнического персонала. Согласно ПТЭ проводятся периодические осмотры электрооборудования РУ, при этом необходимо обращать внимание на общее состояние помещения, исправность дверей,

замков и окон, отсутствие течи в кровле и перекрытиях, исправность освещения, заземляющего устройства, наличие электрозащитных средств и другие.

Перед допуском к ремонту коммутационных аппаратов помимо общих мер безопасности необходимо выполнить дополнительно следующие:

- в цепи оперативного тока автоматических выключателей необходимо снять плавкие предохранители на обоих полюсах;
- для воздушных выключателей (на открытых подстанциях) закрыть вентили на системе подачи воздуха в рабочий трубопровод пневмопривода, на закрытых вентилях повесить плакаты "Не открывать – работают люди";
- в грузовых приводах выключателей груз должен быть опущен в нижнее положение, а устройство его подъема деблокировано;
- если работа предстоит на воздушном выключателе, то вентиль на системе подачи воздуха в баке должен быть заперт на замок, а штурвал с него снят;
- на всех ключах и кнопках дистанционного управления следует повесить плакаты "Не открывать – работают люди".

На время ремонта комплектного распределительного устройства (КРУ) тележка с выключателем выкатывается наружу, причем отключаются втычные контакты разъединителя, в результате чего снимается напряжение с ремонтируемого выключателя, создается видимый разрыв цепи [7].

Если предполагается работать на отходящих от КРУ кабельных и воздушных линиях или присоединениях к ним электродвигателях и других электроприемниках, то тележку с выключателем следует выкатывать полностью, после чего запереть на замок шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, и вывесить плакат "Не включать – работают люди". На отходящие кабели в отсеках КРУ следует наложить переносные заземления. Если предстоит работать на кабельной воронке, находящейся в отсеке КРУ за выключателем, то тележка с выключателем выкатывается полностью, на дверцах или на задней стенке

отсека вывешивается плакат "Не включать – работают люди", а автоматические шторы запирают на замок и на них помещают плакат "Стой. Напряжение". После этого для доступа в отсек, где находится кабельная разделка, снимается специальная перегородка, на ремонтируемом кабеле проверяется отсутствие напряжения, после чего накладывается переносное заземление. В самом отсеке вывешивается плакат "Работать здесь".

Силовые трансформаторы периодически осматривают, обращая при этом внимание на состояние их кожухов, показания термометров, уровень масла в расширителях, состояние изоляции вводов, пробивных предохранителях, заземления, а также общее состояние помещения.

Для начала ремонтных работ на силовом трансформаторе после всестороннего его отключения и проверки отсутствия напряжения на всех выводах обмоток на них накладываются переносные заземления-закоротки, чем гарантируется невозможность появления напряжения на участке ремонтируемого трансформатора.

### **11.3 Экологичность**

При эксплуатации ракетно-космической техники оказывается воздействие на атмосферу, включая стратосферный озон, а также на подстилающую поверхность и экосистемы - районы падения отделяющихся частей ракет-носителей. Основными факторами негативного воздействия ракетно-космической деятельности на окружающую природную среду в районах падения отделяющихся частей ракет-носителей являются:

- загрязнение отдельных участков почвы, поверхностных и грунтовых вод компонентами ракетных топлив;
- засорение территорий районов падения элементами отделяющихся конструкций ракет-носителей;

Рассмотрим влияние трансформаторного масла на загрязнение окружающей среды.

При эксплуатации трансформаторов возможны механические повреждения, поэтому высока вероятность растекания технического масла на

землю. Для предотвращения процессов растекания и дальнейшего загрязнения почвы, а так же возможного возникновения пожара на подстанции, для трансформаторов с массой масла превышающей 1 тонну, принимают к установке маслосборники и маслоотводы.

На подстанции «СК-1» установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 19 [18].

Таблица 19 – Параметры трансформатора ТДН-40000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-40000/110/10	40	61,5	14,74	6000	6500	4000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДН-40000/110/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

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

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «СК-1» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём

(поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в надлежащем состоянии, требуется промывка не реже одного раза в год, в случае невозможности промывки, требуется своевременная замена.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «СК-1» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_M} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (110)$$

где  $\rho_M$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –  $\rho_M = 895 \text{ кг} / \text{м}^3$  [6].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью  $0,2 \text{ л} / \text{с} \cdot \text{м}^2$ . Определим, сколько воды расходуется за этот период ( $30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$ ):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (111)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (112)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (113)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (114)$$

где  $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом

выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$  - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$  - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$  - ширина трансформатора [18].

Для трансформатора ТДН-40000/110/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом  $35 \text{ м}^3$ . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя  $0,25 \text{ м}$ .

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь , маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (115)$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки [8],

где  $h_2 = 0,05 \text{ м}$  - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 12.

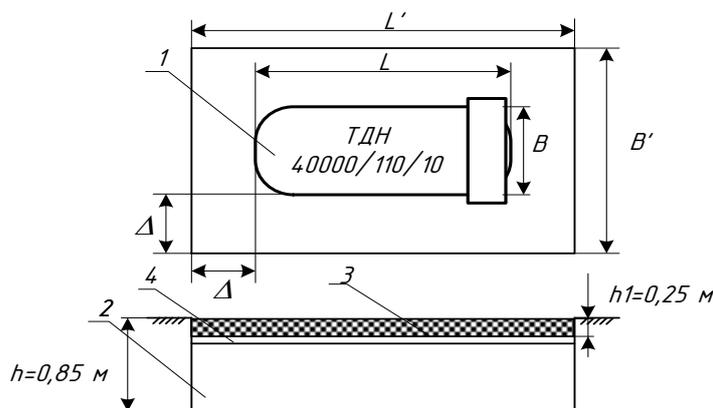


Рис. 12. Схема маслоприёмника

На рисунке 12 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

#### **11.4 Чрезвычайная ситуация**

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды

предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от

уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе было выполнено следующее:

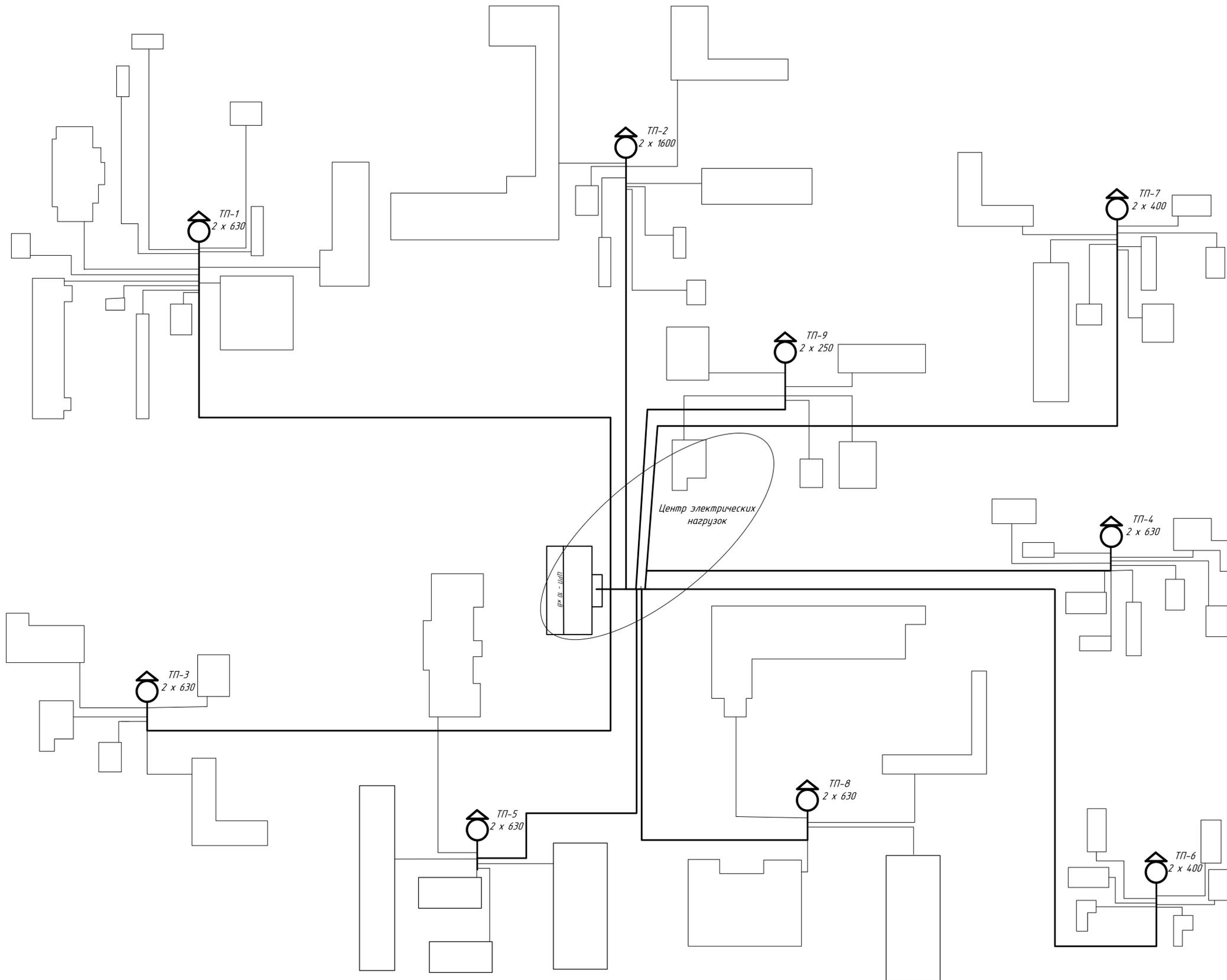
- 1) Рассчитаны нагрузки метеорологического комплекса;
- 2) Произведен выбор силовых трансформаторов, а так же выбраны компенсирующие устройства;
- 3) Произведен расчет токов короткого замыкания на 10 и 0,4 кВ;
- 4) Выбраны и проверены автоматы и предохранители ;
- 5) Выбрано и проверено основное оборудование на ЦРП;
- 6) Выбрано комплектное распределительное устройство (КРУ);
- 7) Осуществлен расчет релейной защиты и автоматики для защиты трансформаторов и линий;
- 8) Рассчитано заземление трансформаторной подстанции;
- 9) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации высоковольтного оборудования. Произведен расчет маслоприемника на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 32144-2013«Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»/Межгосударственный стандарт– М.: Стандартинформ, 2014.
2. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары :ФСК ЕЭС, 2014. –184с.
3. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
6. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.05.2018).
7. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
8. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
9. Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2003. – 70 с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ.Расчеты. –М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

11. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
12. ШабадМ.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. –СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.
13. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. –11 с.
14. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608 с.
15. Комплектные распределительные устройства 10-20 кВ [Электронный ресурс]. URL:  
[http://electroshield.ru/sections/komplektnye\\_raspredelitelnye\\_ustrojstva/](http://electroshield.ru/sections/komplektnye_raspredelitelnye_ustrojstva/) (дата обращения: 22.05.2018).
18. ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
19. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с
20. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.
21. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / ОРГРЭС - М.: СПО Союзтехэнерго, 1995. – 87 с.
22. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий(3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.
23. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.

Генплан электроснабжения метеорологического комплекса



Климатическая характеристика рассматриваемого района

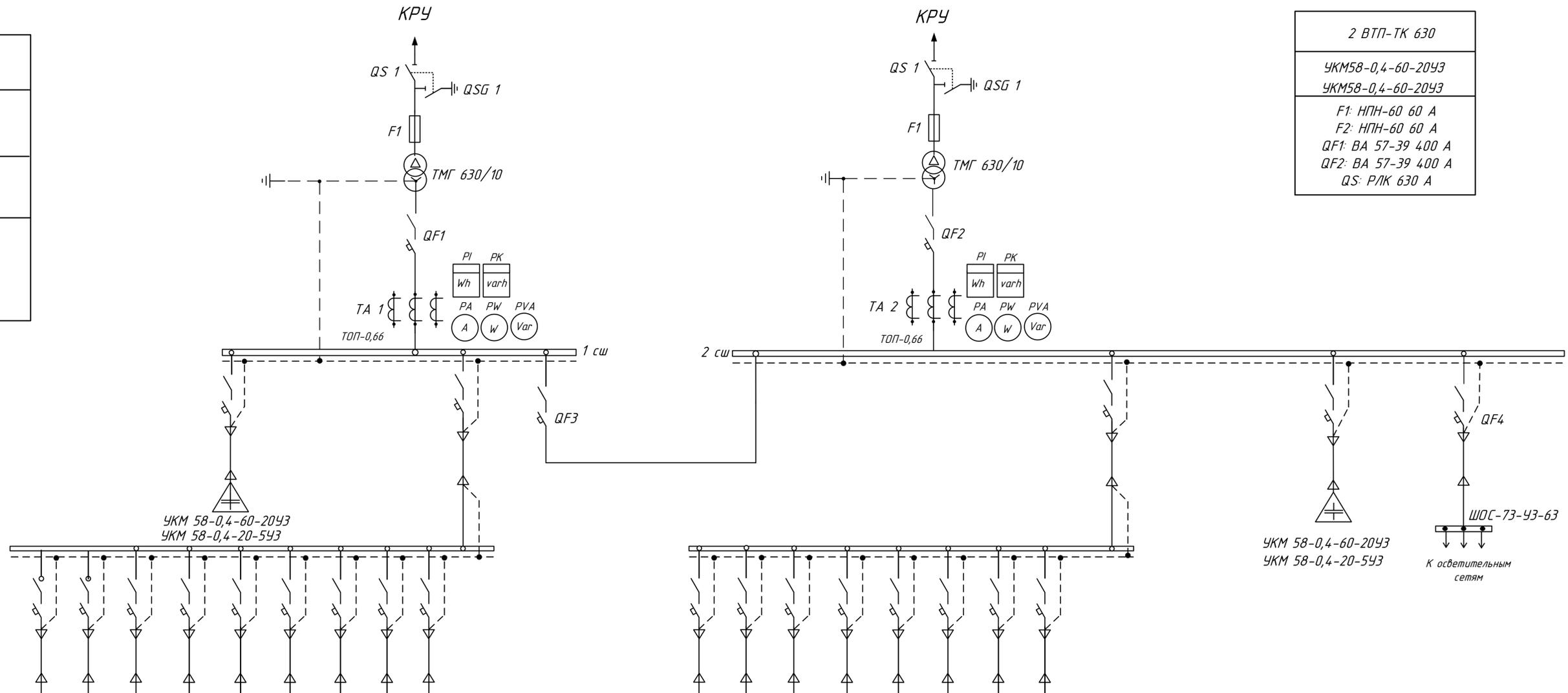
Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	VI
Степень загрязнения атмосферы	II
Низшая температура воздуха, °C	-45
Высшая температура воздуха, °C	+40
Число грозных часов в год, ч/2	10-20
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,8

				ВКР.144.026.130302.Сх			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Генплан электроснабжения метеорологического комплекса		
Разраб.	Колесников Д.И.				Лист	Масштаб	
Пробирал	Маслов Ю.В.				д		
Т.контр.	Козлов А.И.				Лист 1	Листов 6	
Рецензент					Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса		
Н.контр.	Козлов А.И.				АМГУ		
Утвержд.	Савина Н.В.				Кафедра Энергетики		

ОДНОЛИНЕЙНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА

Разъединитель РЛК 10/630 ЧХ/Л1
Предохранитель ПКТ 101-10-2-12,5 ЧЗ
Трансформатор ТМГ 630/10/0,4
Трансформатор тока ТОП-0,66

2 ВТП-ТК 630
УКМ58-0,4-60-20У3 УКМ58-0,4-60-20У3
F1: НПН-60 60 А F2: НПН-60 60 А QF1: ВА 57-39 400 А QF2: ВА 57-39 400 А QS: РЛК 630 А

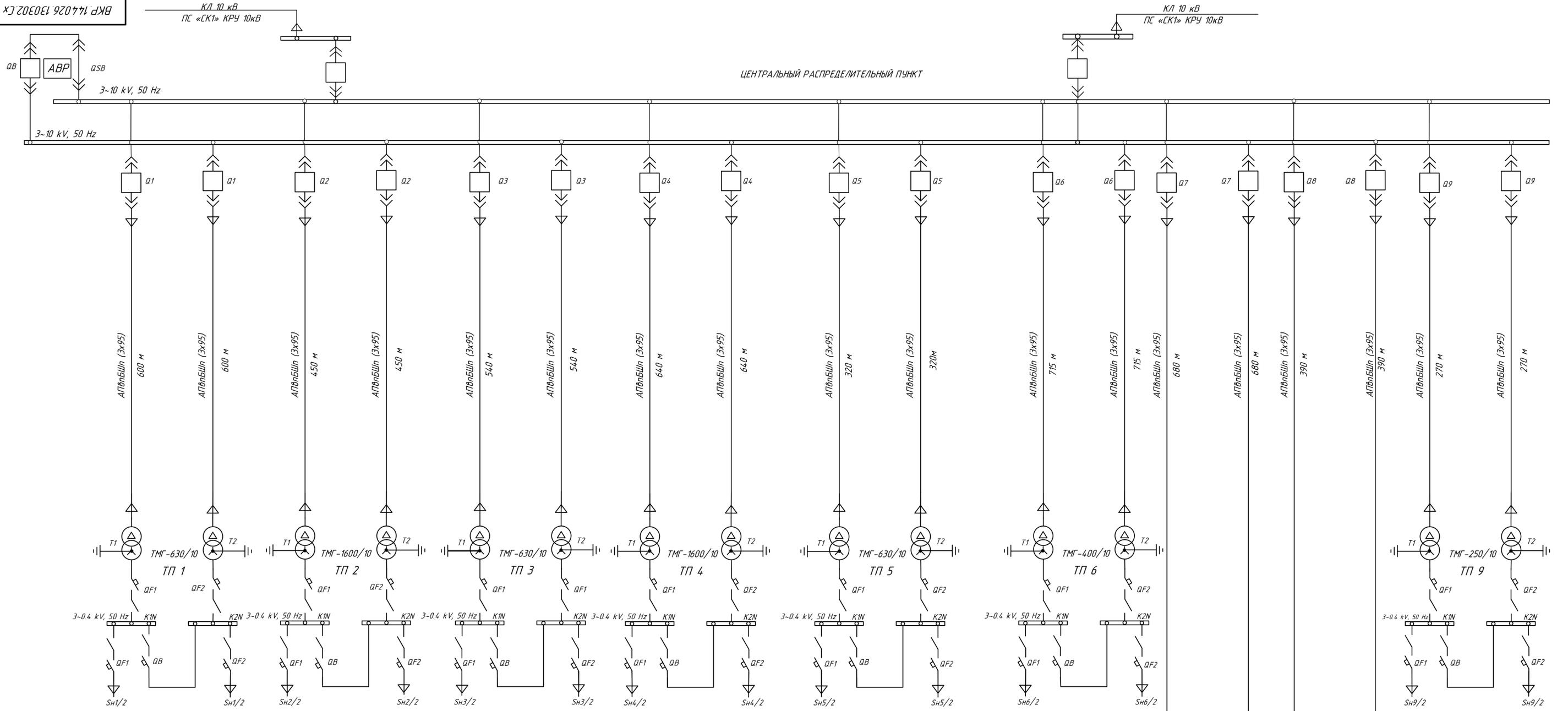


Наименование электроприемника	Здание АТЗ	Здание БЗГ	ОРП-2	ОРП-1	АТЗ ввод 1	КПП	Гараж	КНС	НС ПТ
Установленная мощность, кВт	199,29	31,84	2,88	0,91	36,22	47,85	36,6	16,31	15,0
Расчётный ток, А	313,01	50,84	1,12	4,42	30,3	92,0	63,5	2,1	28,4
Автомат	ВА57-39	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35
Номинальный ток автомата, А	320	63	16	16	31,5	100	80	16	31,5
Марка кабеля	АПВБШп 120	АПВБШп 95	АПВБШп 4	АПВБШп 6	АПВБШп 10	АПВБШп 50	АПВБШп 50	АПВБШп 4	АПВБШп 6

Наименование электроприемника	АТЗ-2	БЗГ-2	Гараж	КПП	АТЗ ввод 2	ЩЧНО	ЩУ СО-1	ЩУ СО-2
Установленная мощность, кВт	273,6	76,1	35,8	55,0	36,2	7,5	1,1	15,0
Расчётный ток, А	290,5	80,8	59,1	92,0	37,0	13,4	2,1	28,4
Автомат	ВА57-39	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35	ВА57Ф35
Номинальный ток автомата, А	320	63	16	100	40	16	16	31,5
Марка кабеля	АПВБШп 120	АПВБШп 95	АПВБШп 50	АПВБШп 50	АПВБШп 10	АПВБШп 10	АПВБШп 6	АПВБШп 10

ВКР.144026.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Колесников Д.И.			
Проектир.	Маслов Ю.В.			
Т.контр.	Козлов А.Н.			
Рецензент				
Н.контр.	Козлов А.Н.			
Утвержд.	Савина Н.В.			
Однoлинейная электрическая схема ТП №1 10/0,4кВ				Лист 2
Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса				Листов 6
АМГУ				Кафедра Энергетики

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ

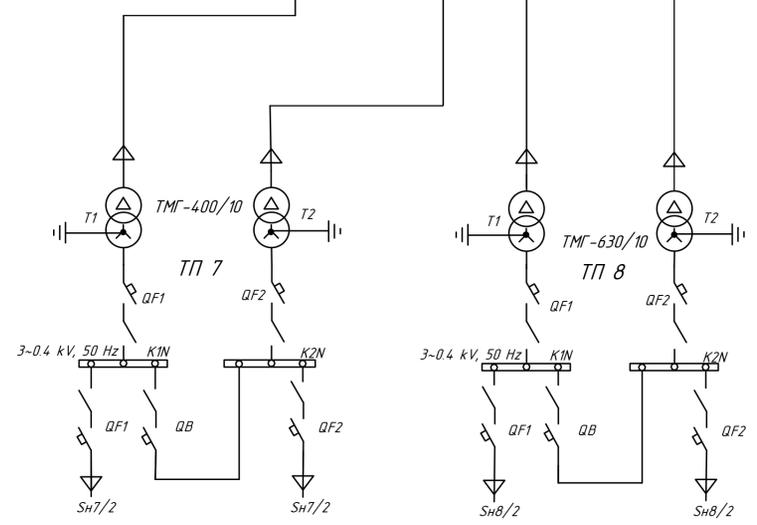


ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Показатель	Величина показателя
Установленная мощность предприятия, кВт	17200
Расчетная мощность предприятия, кВт	7040
Генерируемая на предприятии реактивная мощность, квар	4090
Коэффициент реактивной мощности	0.312
Напряжение внешнего электроснабжения, кВ	10
Напряжение внутреннего электроснабжения, кВ	10/0,4
Схема внутреннего электроснабжения	смешанная
Протяженность линий 10 кВ, км	4,6
Число трансформаторов 10/0,4 кВ	9
Число выключателей 10 кВ	19

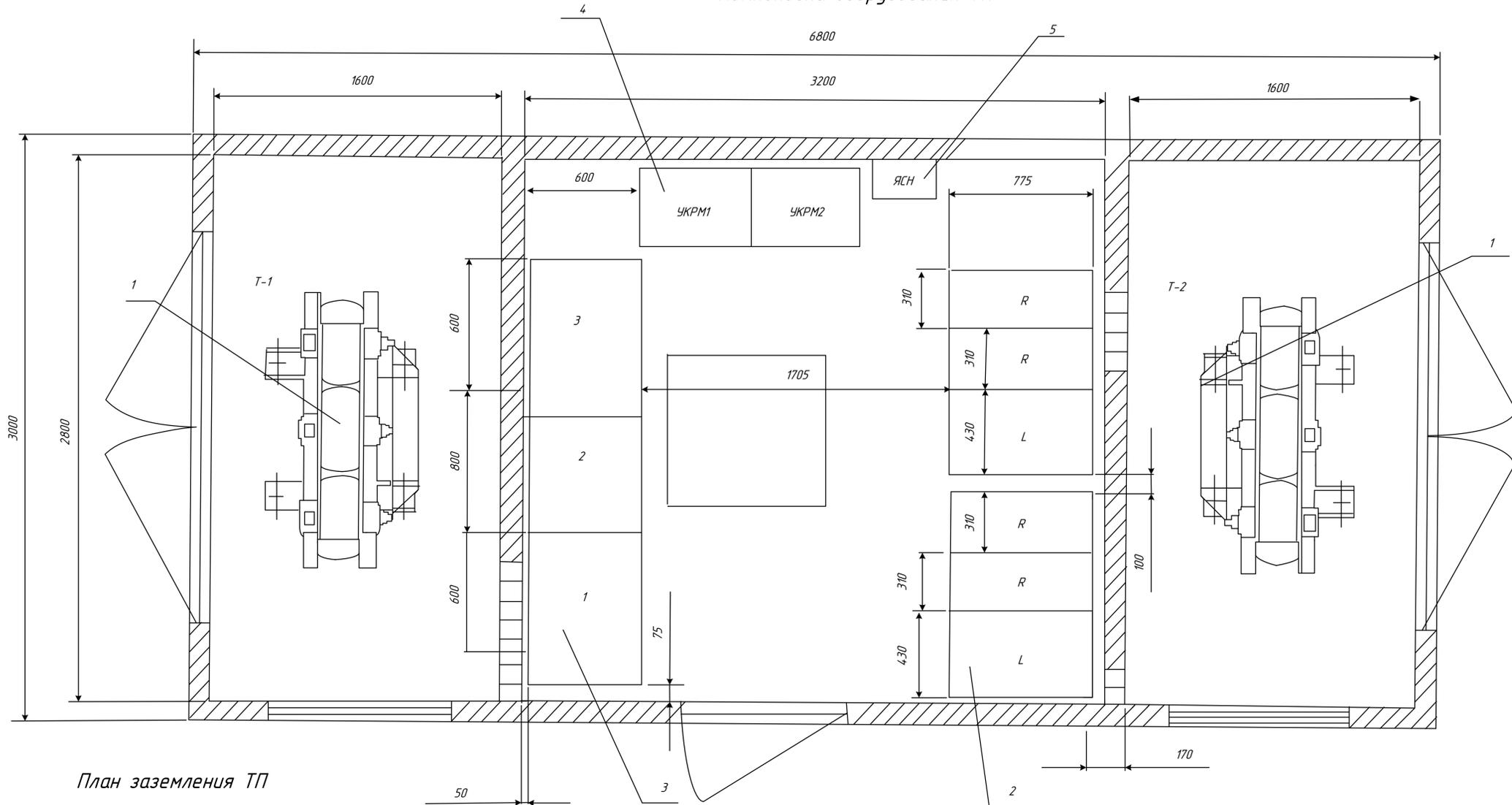
Выбор и проверка кабелей 10 кВ

Линия		Uном	Длина	Расчетный ток	Проверка на термическую стойкость	Марка и сечение кабеля
Начало	Конец	кВ	км			
ЦРП	ТП-1	10	0,60	49,56	78,86	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-2	10	0,45	118,1	77,79	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-3	10	0,54	35,03	80,89	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-4	10	0,64	92,07	79,03	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-5	10	0,32	47,92	75,72	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-6	10	0,72	31,57	73,67	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-7	10	0,68	31,1	74,49	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-8	10	0,39	49,91	71,05	АПвБШн-95
ЦРП	ТП-9	10	0,27	13,23	77,17	АПвБШн-95



ВКР.14.4.026.130302.Сх				Лист	Масштаб
Принципиальная однолинейная схема ЦРП метеорологического комплекса				д	
Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса				Лист 3	Листов 6
АМГУ				Кафедра Энергетики	

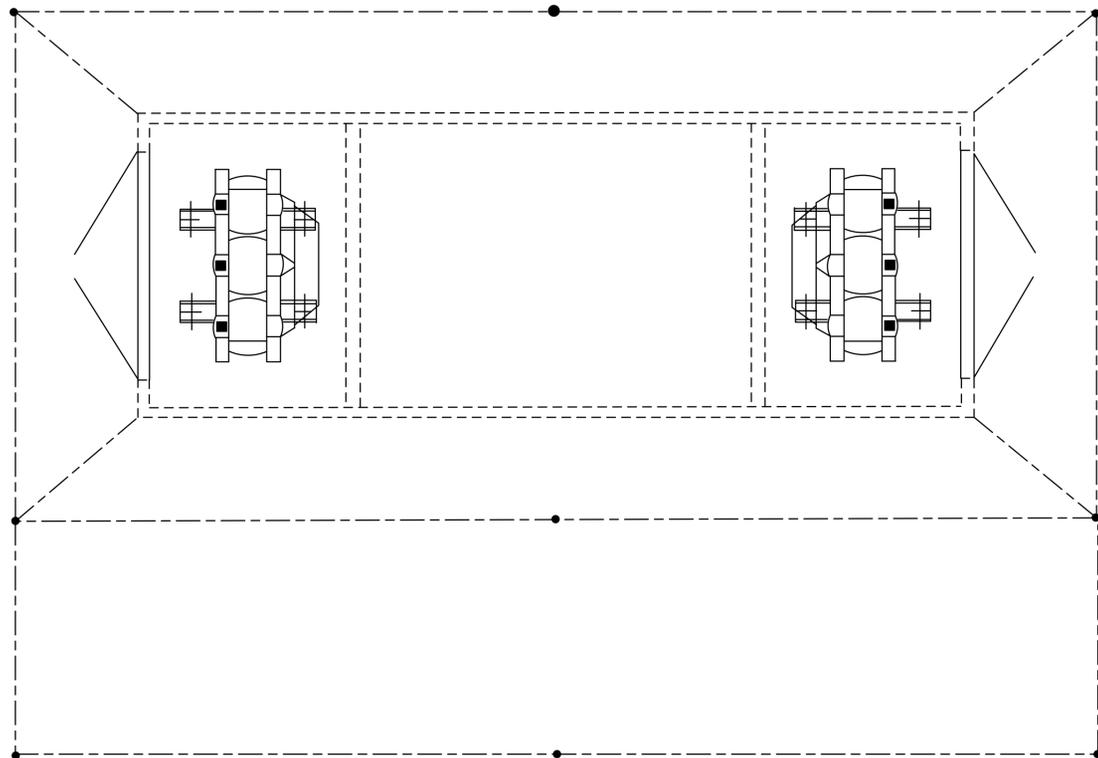
Компоновка оборудования ТП



Обозначение компоновки оборудования ТП

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Трансформатор ТМГ 630/10/0,4	2	
2	РЧВН на базе ячеек серии ВДЛН RRL	2	
3	РЧВН на базе низковольтных панелей Sivascon S4	2	
4	УКМ 58-0,4-60-20У3	2	
5	Ящик собственных нужд	1	

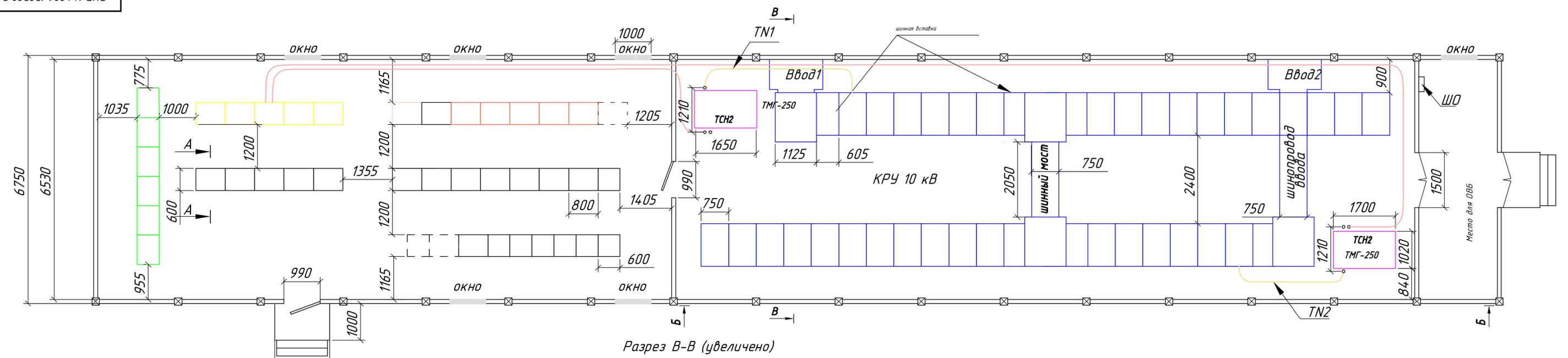
План заземления ТП



Данные для расчета заземлителя

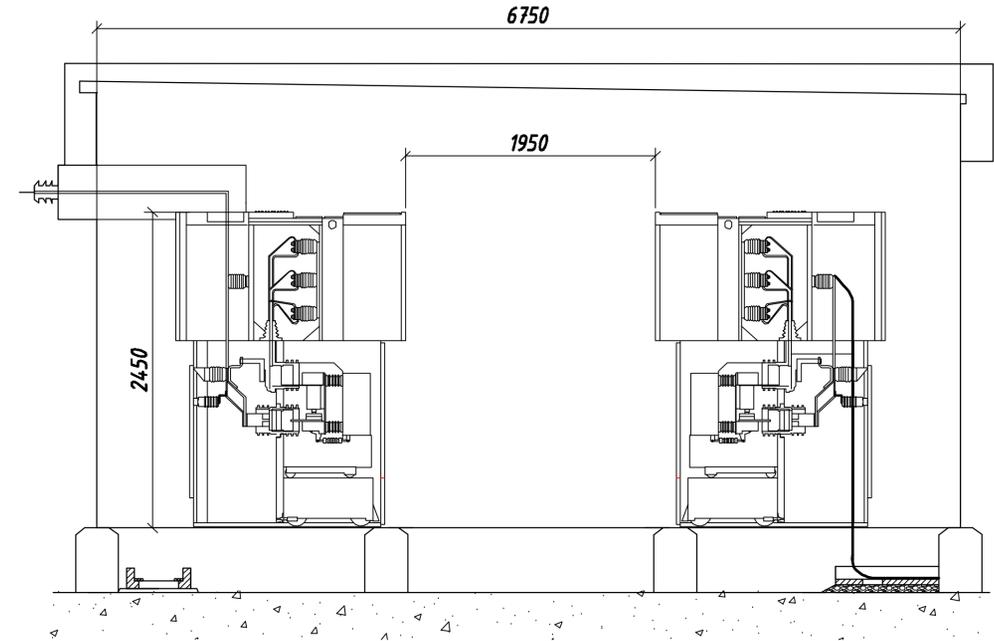
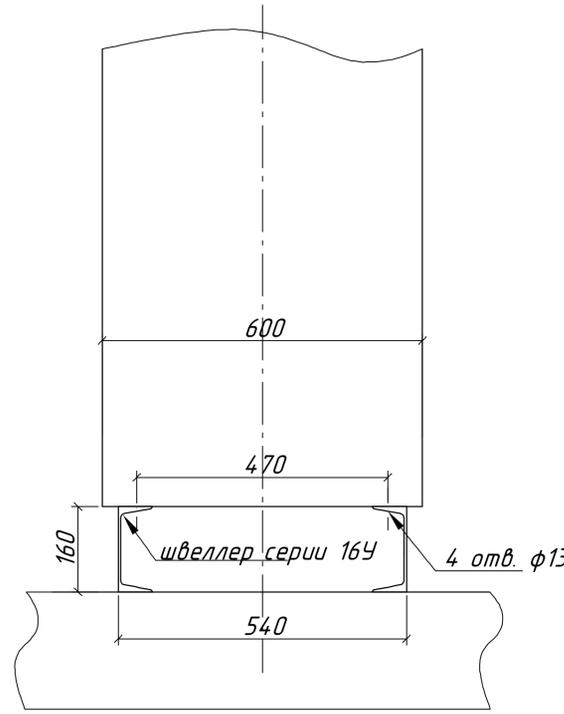
Наименование	Значение
Климатическая зона	II
Удельное сопротивление грунта	$\rho=50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
Длина вертикального электрода	$b=50 \text{ мм}$
Диаметр вертикального электрода	$Lb=3 \text{ м}$
Длина горизонтального электрода	$Lz=51 \text{ м}$
Глубина заложения горизонтального электрода	$tz=0,5 \text{ м}$
Коэффициент использования вертикальных заземлителей	$ki.b=0,58$
Коэффициент использования горизонтальных заземлителей	$ki.z=0,34$
Коэффициент климатических зон для вертикальных заземл.	$km.b=1,45$
Коэффициент климатических зон для горизонтальных заземл.	$km.z=3,5$
Коэффициент учитывающий состояние земли для верт. заземл	$kz.b=1,0$
Коэффициент учитывающий состояние земли для гор. заземл	$kz.z=1,0$

ВКР.14.4.026.130302.Сх				Лист	Масштаб	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заземление и компоновка оборудования ТП №1 10/0,4 кВ	
Разраб.	Колесников Д.И.					
Пробирал	Маслов В.В.					
Т.контр.	Козлов А.Н.					
Рецензент					Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса	
И.контр.	Козлов А.Н.					
Утвержд.	Савина Н.В.					
					Лист 4	Листов 6
					АМГУ Кафедра Энергетики	

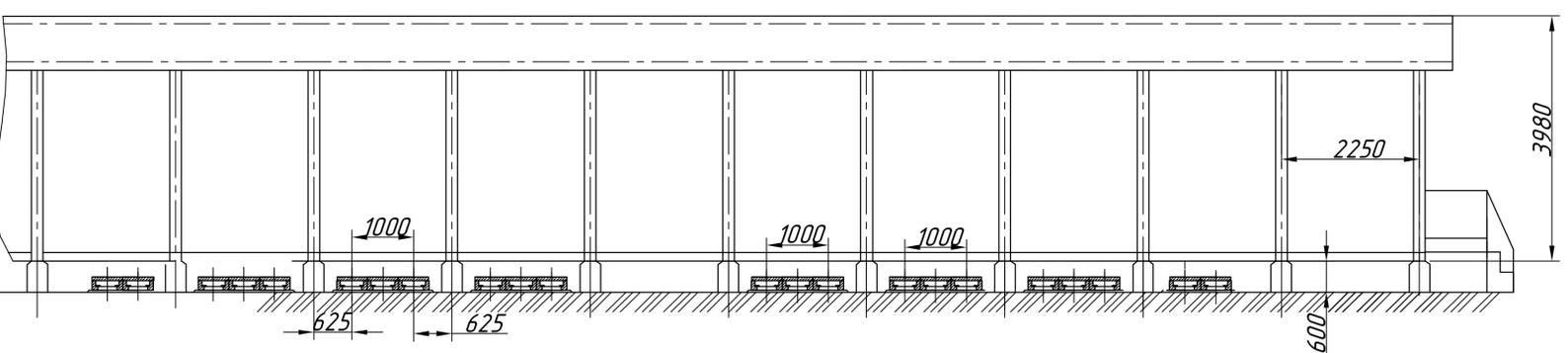


Разрез В-В (увеличено)

Разрез А-А (увеличено)



Разрез Б-Б



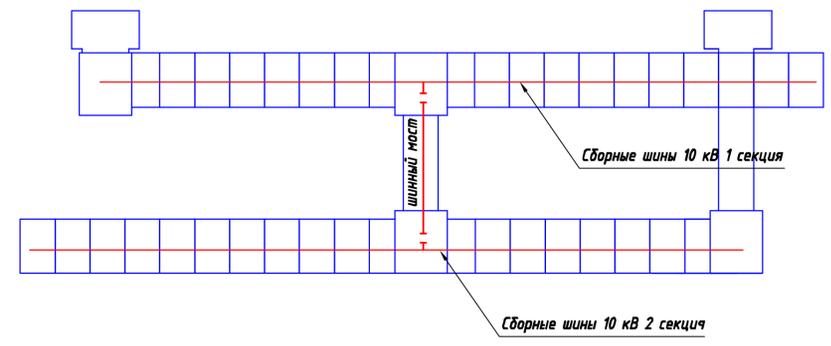
Условные обозначения

- КРУ - Комплектное распределительное устройство
- ОВБ - Помещение оперативно-выездной бригады
- ОПУ - Общеподстанционный пункт управления
- ТСН - Трансформатор собственных нужд
- ЩО - Шкаф освещения
- Щит собственных нужд
- Щит постоянного тока
- Панель АИИСКУЭ
- Панели связи и телемеханики
- Ячейки 10 кВ

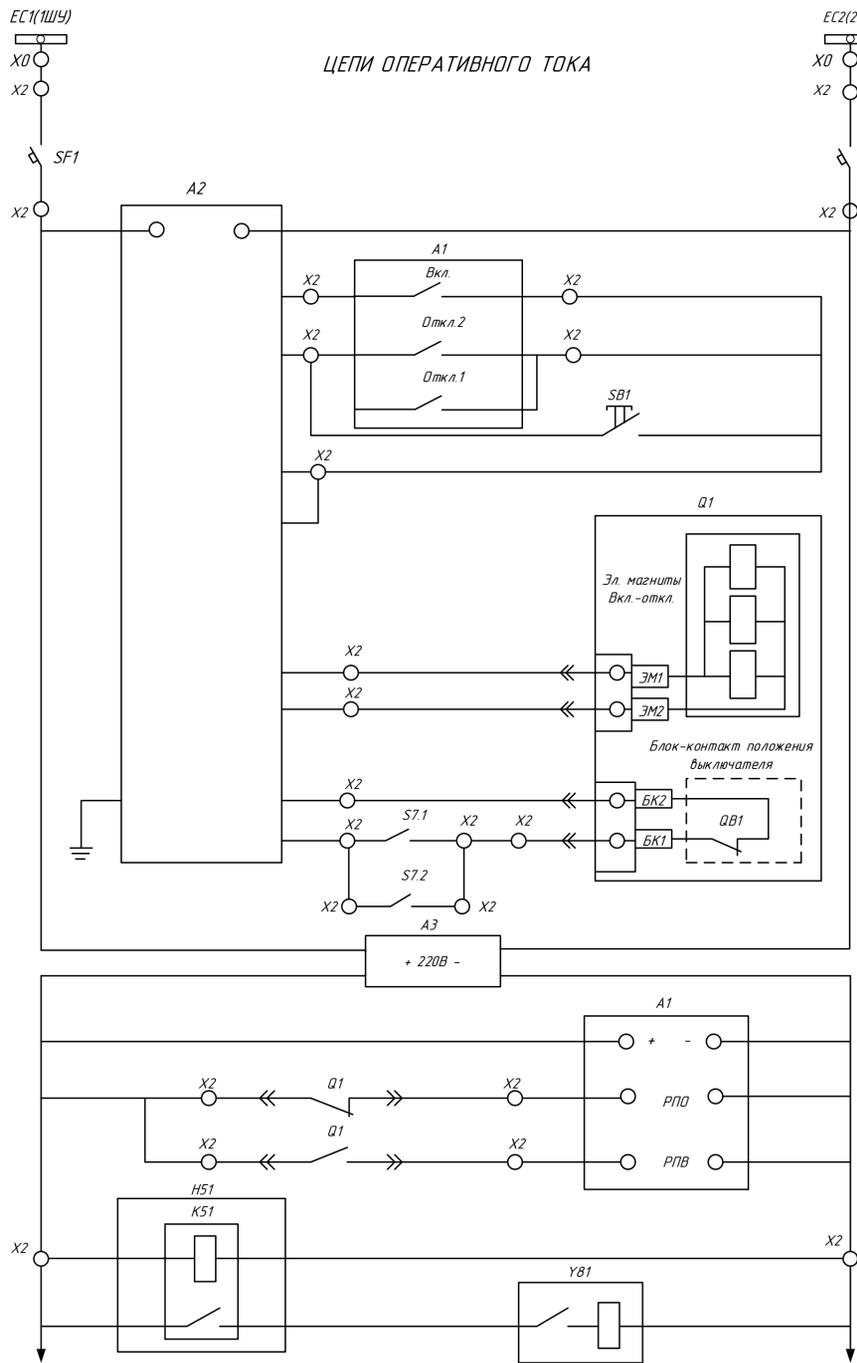
Технические характеристики комплектного распределительного устройства

Поз. обозн.	Наименование параметра, показатели, классификация	Значение параметра, исполнение
1	Номинальное напряжение (линейное), кВ	10
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3	Номинальный ток сборных шин, А	1600
4	Номинальный ток отключения выключателя	31,5
5	Ток термической стойкости	31,5
6	Ток электродинамической стойкости	51
7	Номинальная частота, Гц	50
8	Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень «Б»

Схематическое расположение сборных шин 10 кВ

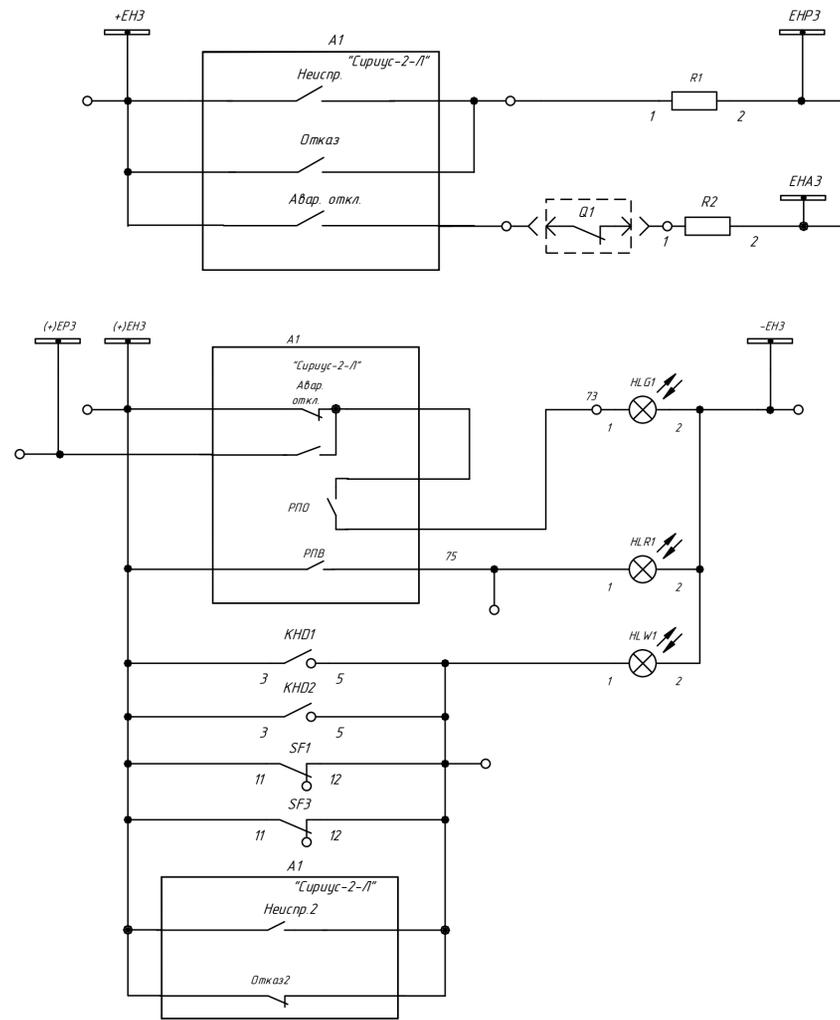


				ВКР.14.4.026.130302.Сх		Лит	Масштаб
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	План и разрезы КРУ 10 кВ Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса		
Разработ	Колесников Д.И.						
Проверил	Мясоедов В.В.						
Т.контр.	Козлов А.Н.						
Рецензент	Козлов А.Н.						
Исполн.	Козлов А.Н.				Лист 5	Листов 6	
Исполн.	Сабина Н.В.				АМГУ Кафедра Энергетики		

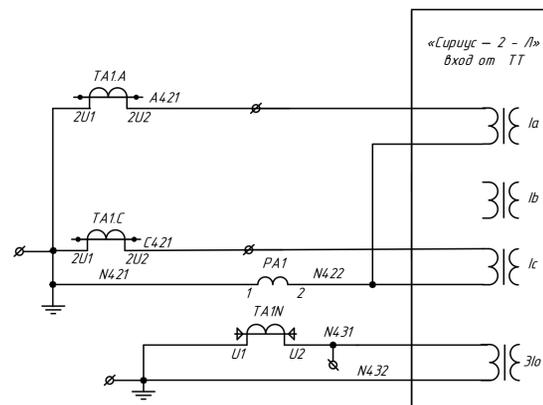


Шинки питания оперативных цепей	Отключение выключателя
Автоматический выключатель оперативных цепей	
Питание блока управления ВУ/ТЕЛ	Отключение выключателя
Включение выключателя	
Дистанционное от защиты	
Кнопкой	Отключение выключателя
Электромагниты управления выключателя	
Блокировка включения выключателя	Отключение выключателя
Блок питания защиты	
Питание Сириус-2-Л	Отключение выключателя
РПО	
РПВ	Отключение выключателя
Блокировка заземлителя	

**ЦЕПИ СИГНАЛИЗАЦИИ**



**ТОКОВЫЕ ЦЕПИ**

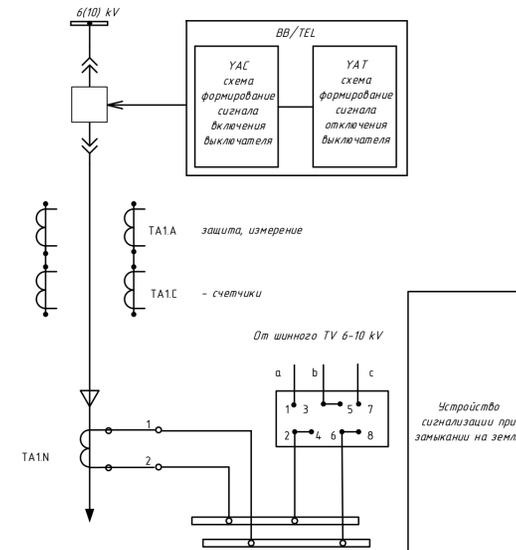


Защита от междуфазных коротких замыканий

Защита от несимметричного режима работы и измерение тока

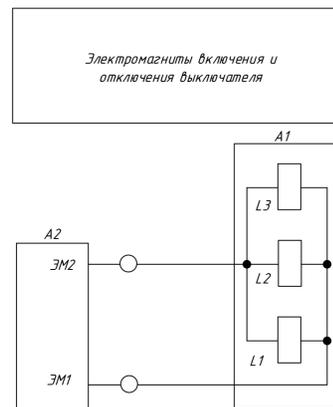
Защита от замыканий на землю

**ПОЯСНЯЮЩАЯ СХЕМА**



**Условные обозначения**

Обозначение	Наименование
Q1	Выключатель ВВ/ТЕЛ-10-630
A1	Привод выключателя
A2	Блок управления ВУ/ТЕЛ-220-05а
A3	Блок питания ВУ/ТЕЛ-220-05а
SQ1	Устройство блокирующее
SB1	Кнопка
HLG	Лампа светодиодная коммутаторная (зеленая)
HLR	Лампа светодиодная коммутаторная (красная)
HLW	Лампа светодиодная коммутаторная (желтая)
A4	Реле защиты УЗА - 10А.2
РА	Амперметр
PI	Счетчик активной энергии
R1	Резистор С5-35-25-3,9 кОм
R2	Резистор С5-35-25-1 кОм
T1	Трансформатор ОСМ1-0,063-220/220В
ТАА, ТАС	Трансформатор тока
КН1, КН2	Реле указательное РЗУ11-11
SA1	Переключатель ПЕ-011 УЗ
SF1, SF2	Выключатель автоматический С60N 2P
ТА	Трансформатор тока ТДЗ/ПК



ВКР.14.4.026.130302.Сх					Лит	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докумен.	Подп.	Дата	Д		
Разраб.	Колесников Д.И.						
Провер.	Маслов В.В.						
Т. Констр.	Козлов А.Н.						
Проектирование системы внешнего электроснабжения метеорологического комплекса					Лист 6	Листов 6	
И. Констр.	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра Энергетики		
Упр.	Сабина Н.В.						