


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  
« 08 » 02 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения аэропорта города Зея в  
связи с увеличением его установленной мощности

Исполнитель  
студент группы 442узб

  
полный текст

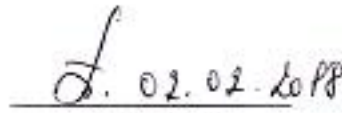
Р.С. Конарев

Руководитель  
доцент

  
полный текст

А.Г. Ротачева

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

  
полный текст

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук.

  
полный текст

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  
« 30 » 10 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента: Конарева Романа Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения аэропорта города Зея в связи с увеличением его установленной мощности

(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электроснабжения аэропорта города Зея, план расположения ТП аэропорта города Зея.

4. Содержание выпускной квалификационной работы) (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика города Зеи, расчет электрических нагрузок, разработка системы внутреннего электроснабжения аэропорта, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, расчет токов КЗ, выбор оборудования, выбор типов защит и автоматики, расчет заземляющего устройства, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 7 листов графической части, 22 таблиц, 6 рисункв программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 8.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Ротачева Алла Георгиевна, доцент 

Задание принял к исполнению (дата, подпись) 27.10.17 

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 6 рисунков, 22 таблиц, 17 источников, 7 листов графической части.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ,  
ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,  
АППАРАТУРА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,  
МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электроснабжения Аэропорта «Зея» г. Зея Амурской области

Цель работы – совершенствование системы электроснабжения с целью повышения надежности и обновления электрооборудования.

Произведен расчет нагрузок потребителей, которые подключены к трансформаторным подстанциям 10/0,4 кВ, питающихся от подстанции «Светлая» 220/110/35/10 кВ.

Произведена замена трансформаторных подстанций. Применены герметичные силовые трансформаторы. Изменена схема электроснабжения с увеличением числа трансформаторных подстанций.

В разделе безопасности и экологии рассмотрены вопросы обеспечения безопасности и экологичности данного проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Общая характеристика предприятия	10
1.3 Существующая система электроснабжения аэропорта и необходимость ее реконструкции	12
2 Расчет электрических нагрузок	15
2.1 Характеристика потребителей электроэнергии	15
2.2 Определение расчетной нагрузки склада угля и золы	17
2.2.1 Расчет осветительной нагрузки	20
2.2.2 Расчет силовой нагрузки	22
2.2.3 Суммарная нагрузка электропотребителей	23
2.2.4 Расчет наружного освещения	26
3 Проектирование внешнего электроснабжения	28
3.1 Выбор уровня номинального напряжения	30
3.2 Выбор сечения питающей линии	31
3.3 Разработка схемы электроснабжения на напряжение выше 1 кВ	32
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	33
4 Варианты схемы внутреннего электроснабжения	38
4.1 Выбор двух вариантов схемы электроснабжения	38
4.2 Выбор сечения кабельных линий	40
4.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	41
4.4 Выбор сечения кабельных линий 0,4 кВ	44
5 Расчет токов короткого замыкания	47
6 Выбор и проверка оборудования	54
6.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства	54
6.2 Выбор и проверка выключателя	57

6.3	Выбор и проверка выключателя на отходящие присоединения	58
6.4	Выбор и проверка трансформатора тока	60
6.5	Выбор трансформатора напряжения	62
6.6	Выбор ограничителей перенапряжений	63
6.7	Выбор АКБ	65
6.8	Выбор опорных и проходных изоляторов	68
6.9	Выбор ошиновки	69
6.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	72
7	Релейная защита и автоматика	75
7.1	Назначение релейной защиты	75
7.2	Релейная защита секционного выключателя	76
7.3	Релейная защита вводного выключателя РУ 10 кВ	78
7.4	Защита кабельной линии 10 кВ	79
8	Расчет заземляющего устройства	83
9	Безопасность жизнедеятельности	88
9.1	Безопасность	88
9.2	Экологичность	89
9.3	Безопасность при работе с кабельными линиями	90
9.4	Чрезвычайные ситуации	92
	Заключение	96
	Библиографический список	97

## **ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КРУ – комплектное распределительное устройство

ОРУ – открытое распределительное устройство

СЭС – система электроснабжения

МТЗ – максимальная токовая защита

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называется совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Системы электроснабжения различных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных потребителей – электродвигателей различных машин и механизмов, электротермических и осветительных установок и др.

Современное состояние систем электроснабжения промышленных предприятий характеризуется их значительным усложнением. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии. Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции, поэтому потери электроэнергии при ее передаче и распределении неизбежны, задача состоит в определении их оптимального уровня и поддержании фактических потерь на этом уровне [3].

Для улучшения технико-экономических показателей систем промышленного электроснабжения необходимо:

- применение рационального числа трансформаций – не более двух, трех;
- обеспечить правильный выбор и применение рациональных напряжений, что дает значительную экономию в потерях электроэнергии;
- правильно выбирать места размещения цеховых и главных понизительных подстанций (расположение питающих подстанций в соответствующих центрах электрических нагрузок обеспечивает минимальные годовые приведенные затраты);
- обеспечить дальнейшее совершенствование методики определения

электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электропитания и их параметров, что приведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и будет способствовать осуществлению общей задачи оптимизации построения систем промышленного электроснабжения, которая включает в себя также рациональные решения по выбору сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др.

Система электроснабжения должна удовлетворять требованиям: экономичности, надежности, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечения качества электроэнергии [3].

При проектировании системы электроснабжения должны предусматриваться сроки выполнения строительно–монтажных работ и необходимая гибкость системы, обеспечивающая возможность расширения при развитии предприятия без существенного усложнения и удорожания первоначального варианта.

Существующая система электроснабжения аэропорта «Зезя» не соответствует требованиям нормативной документации (ПУЭ и др.).

Учитывая состояние объектов электроснабжения и линий электропередач, для обеспечения надежности работы всех систем электроснабжения необходимо выполнить комплексную реконструкцию указанных объектов и системы светосигнального оборудования.

Большинство электрооборудования, кабельные линии, система ССО отработали свой ресурс, имеют большой технический износ, морально и физически устарели и требуют замены.

Аэропорт имеет один внешний источник электроснабжения, что не обеспечивает по надежности электроснабжение потребителей по 1 категории. Для обеспечения надежности электроснабжения нагрузок аэропорта необходимо обеспечить второй внешний независимый источник питания 10 кВ и переход к использованию двухтрансформаторных подстанций.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика

Город Зея расположен на севере Амурско-Зейской равнины, на правом берегу реки Зея в 660 км от ее устья, у южных склонов хребта Тукурингра.

Ведущая роль в экономике Зеи принадлежит электроэнергетике. Зейская ГЭС является вторым по величине после Бурейской ГЭС энергоисточником (до ввода в строй последней - первым) на Дальнем Востоке, ежегодно вырабатывая от 4 до 6 млрд. киловатт-часов электроэнергии.

Климат на территории Зейского района резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная и морозная. Абсолютный минимум температуры - ( $-52^{\circ}\text{C}$ ), абсолютный максимум - ( $+33^{\circ}\text{C}$ ).

Территория Зейского района относится к районам вечной мерзлоты. Среднегодовая температура отрицательная и находится в пределах от минус 1,5 до минус 14 градусов.

Годовое количество осадков - 584 - 560 мм. Вегетационный период на севере - 95 дней, безморозный - 79 дней, средняя высота снежного покрова - 27 см, сумма среднесуточных температур воздуха выше  $10^{\circ}$  - 1420 $^{\circ}$ ; на юге вегетационный период - 146 дней, безморозный - 108 дней, средняя высота снежного покрова - 18 см.

На большей части территории района - многолетнемерзлые грунты мощностью до 90 метров.

Относительная влажность воздуха - 74,3 %.

Средняя скорость ветра - 1,6 м/с.

Среднегодовая температура воздуха -  $0,8^{\circ}\text{C}$ .

Средняя температура января - минус  $30,7^{\circ}\text{C}$ , июля  $+18,4^{\circ}\text{C}$ , среднегодовая температура – минус  $3,3^{\circ}\text{C}$ .

Абсолютный максимум температуры  $33^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум - минус  $52^{\circ}\text{C}$ . Относительная влажность воздуха самого холодного месяца составляет 35-40%, самого жаркого месяца 95%.

## **1.2 Общая характеристика предприятия**

21 июля 2014 года на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 21.06.2014 №1114-р Федеральное казенное предприятие «Аэропорты Приамурья», созданное распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 1427-р, переименовано в Федеральное казенное предприятие «Аэропорты Дальнего Востока».

Предприятие создано на базе аэропортов, находящихся в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях Дальневосточного федерального округа, в целях удовлетворения потребностей населения и экономик Амурской области и Хабаровского края в авиационных услугах. Для предоставления равных возможностей пользователям услуг. Для эффективной эксплуатации и расширения производственных мощностей в соответствии с потребностями авиатранспортного рынка, при обеспечении безопасности жизни, здоровья, имущественных интересов пользователей, соблюдении действующих отечественных и международных условий, норм, правил функционирования аэропортов.

Аэропорт расположен в 12 км на юго-запад от г. Зея, на плоскогорье, ограниченном с востока р. Зея, с севера долиной р. Гулик, с юга р. Мокчи.

Аэропорт является узловым для посадочных площадок Горный, Бомнак, Хвойный, Береговой. Из аэропорта выполняются рейсы в города Благовещенск, в поселки Береговой, Хвойный, Горный, Бомнак, Октябрьский.

По своим геометрическим параметрам аэродром аэропорта Зея соответствует классу "Г".

Аэродром пригоден для эксплуатации круглогодично самолётами Ан-28, Ан-24, Як-40, Ан-38, Ан-2 и вертолётами всех типов без ограничений, Ан-26, Ан-30, Ан-32, Ан-72, Ан-74, Falcon F-900 с ограничением по интенсивности движения.

На аэродроме размещены следующие сооружения лётного поля:

- лётная полоса № 1 размерами 2040x300 м с взлётно-посадочной полосой с искусственным покрытием (ИВП-1) размерами 1640x40 м, ориентированной с МК 30°-210°;

- спланированные концевые участки ЛП длиной 200 м с обоих курсов;

- спланированные участки по обе стороны от оси ВПП-1 на 65 м;

- лётная полоса № 2 размерами 720x150 м с взлётно-посадочной полосой с искусственным покрытием (ИВП-2) размерами 600x21 м.

Абсолютная высота расположения аэродрома над уровнем моря 283 м.

В данный момент Аэропорт "ЗЕЯ" закрыт на реконструкцию.

Осуществляется прием воздушных судов типа Ан-2, Ан-3, а также вертолетов всех типов в светлое время суток.

Первый десант сотрудников Главного управления строительства дорог и аэродромов Спецстроя России высадился в городе Зея Амурской области. Прилетевшие специалисты подыскивают место для устройства городка строителей. Уже работают геодезисты, начата разбивка границ расширения аэродрома. Согласно договору между Федеральным казенным учреждением «Аэропорты Дальнего Востока» и Главным управлением строительства дорог и аэродромов Спецстроя России предстоит глубокая реконструкция большей части аэродромного комплекса аэропорта «Зея». Будут демонтированы взлётно-посадочная полоса №1 (ВПП) и две рулежные дорожки. Новая ВПП-1 станет длиннее на 290 метров, общая длина составит 1930 метров. Будет смонтировано новое светосигнальное и метеооборудование, построены пассажирский перрон, водосточно-дренажная система вдоль новой ВПП с очистными сооружениями. Также будут возведены новые здания гаража, котельной, контрольно-пропускного пункта, топливно-заправочная станция, проложены новые сети электро- и теплоснабжения. Реконструкция аэродрома «Зея» рассчитана на 3 года, ее завершение запланировано на конец 2018 года. Аэропорт «Зея» имеет две взлетно-посадочные полосы. На время реконструкции полеты будут совершаться со второй, небольшой ВПП-2 (600 метров).

Внешние транспортные связи: речной порт, расположенный в черте города, автомобильная дорога областного подчинения, авиационное сообщение с Благовещенском, Тындой (аэропорт расположен в 10-ти километрах от города). Ближайшая железнодорожная станция - Тыгда (103 км) на Забайкальской железнодорожной магистрали. Зею и ст. Тыгда связывает асфальтированная автомобильная дорога.

### **1.3 Существующая система электроснабжения аэропорта и необходимость ее реконструкции**

Прием электроэнергии в аэропорту осуществляется через однострансформаторную КТПН «Аэропорт» в металлическом контейнере, 1986 года выпуска. РУ-10 кВ и силовой трансформатор мощностью 250 кВА данной КТПН находятся на балансе энергоснабжающей организации ПАО «Дальневосточная энергетическая компания».

Дальнейшее распределение электроэнергии по аэропорту осуществляется через распределительные щиты 0,4 кВ ЩО-70, установленные в здании Дизельной.

Для резервирования нагрузок аэропорта в здании Дизельной установлены два дизель-генератора:

- ТМЗ-ДЭ-104-СЗ, мощностью 100 кВт, 1985г. выпуска;
- ДГА-100-Т400 (АСДА-100), мощностью 100кВт, 1978 г. выпуска.

Внешнее электроснабжение КТПН «Аэропорт» осуществляется от ПС 220/110/35/10 кВ «Светлая» фидер №1 по одной воздушной линии электропередач 10 кВ, выполненной проводом АС-35.

Электроснабжение осуществляется в соответствии с Государственным контрактом на поставку электрической энергии. Разрешенная к использованию мощность определяется на основании данного контракта и для аэропорта Зея составляет 896 кВт.

Для электроснабжения электростанционной (котлы мощностью 5x160 кВт) в аэропорту имеются две КТПН «Котельная» в металлических контейнерах, мощностью 1x630 кВА и 1x400 кВА, 1983 года выпуска. В

настоящее время теплоснабжение аэропорта осуществляется с помощью котельных на жидком топливе (дизтопливо, ТС-1), поэтому КТПН «Котельная» не используются и отключены.

Основными потребителями электроэнергии в аэропорту являются электрооборудование зданий аэровокзала, гаража, светосигнальное оборудование, техобслуживание, освещение, нагрузки РТО и УВД, а также ФЗУ, ЦЗЦ, водозабор.

В части помещений здания аэровокзала установлены современные светильники с энергосберегающими лампами, распределительные щиты и розетки, выполнена наружная электропроводка в пластиковых кабель-каналах. Электроснабжение остальных помещений находится в аварийном состоянии - электрооборудование и электропроводка морально и физически устарели, частично не функционируют или выведены из строя.

Распределительные сети здания гаража находятся в неудовлетворительном состоянии - электропроводка и электрооборудование изношены и не обеспечивают надежную и безопасную работу.

Для техобслуживания воздушных судов в аэропорту установлены четыре аэродромные колонки СК-4 и два аэродромных выпрямителя АВ-2.

Освещение перрона и территории аэродрома осуществляется двумя осветительными мачтами высотой 22 и 12 метров с площадками для обслуживания. На мачтах установлены светильники с металло-галогенными лампами: на мачте №1 мощностью 6х500 Вт и 1х1000 Вт, на мачте №2 - 6х500 Вт и 1х1000 Вт.

Электроснабжение всех объектов РТО и УВД осуществляется по одной кабельной линии 0,4кВ и резервируется дизель-генераторам и, которые установлены на соответствующих объектах:

- объект КДП: GEP-13-5, мощностью 4,5 кВт, 2013г. выпуска;
- объект БПРМ: две ДЭС 2Э-8Р, мощностью 8 кВт, 1986г. выпуска;
- объект ДПРМ: две ДЭС 2Э-8Р, мощностью 8 кВт, 1986г. выпуска;
- объект ДРЛ+ПРЦ: АД-30, мощностью 30 кВт, 1991г. выпуска; и ADR-

43 мощностью 30 кВт, 2001г. выпуска.

Наружные питающие и распределительные кабельные линии 0,4/0,23 кВ выполнены преимущественно кабелями марки ААШВ, проложенными в земле, и имеют большой физический износ. На отдельных участках распределительные сети проложены по ограждению кабелем марки ВВГ в гофрированной трубе. Большинство кабельных линий имеет значительное количество соединительных муфт.

В питающих и распределительных щитах 380/220 В установлены предохранители и автоматические выключатели.

Техническое состояние и конфигурация существующих трансформаторных подстанций не позволяет использовать их для установки нового оборудования.

Существующие ДЭС в здании дизельной подлежат замене.

В существующих зданиях и сооружениях необходимо выполнить замену внутреннего электрооборудования и электроосвещения.

**Система светосигнального оборудования.** В настоящее время в аэропорту «Зея» (Амурская область) эксплуатируется система светосигнального оборудования ОМИ, до линии входных фланговых огней - 603 м. Система ССО эксплуатируется с 1973 года. Порог ИВПП смещён на 37 м, что не отражено в официальной документации.

Шкаф питания ССО и регуляторы яркости (2шт.) установлены в здании Дизельной.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значениям электрических нагрузок промышленных предприятий определяют выбор всех элементов системы электроснабжения. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения.

При проектировании системы электроснабжения или анализе режимов ее работы потребители электроэнергии (отдельный приемник электроэнергии, группа приемников, цех или завод в целом) рассматривают в качестве нагрузок. Различают следующие виды нагрузок: активную мощность  $P$ , реактивную мощность  $Q$ , полную мощность  $S$  и ток  $I$ .

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

### **2.1 Характеристика потребителей электроэнергии**

К первой категории относятся электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Из их состава выделяется особая группа электроприёмников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова предприятия с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования [4].

Во вторую категорию входят электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции,

массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

К третьей категории относятся все остальные электроприёмники, не подходящие под определения первой и второй категорий.

Основными потребителями электроэнергии являются: светосигнальное оборудование, технологическое оборудование УВД и РТО, метеорологическое оборудование, технологическое оборудование и нагрузки отопления, вентиляции и водоснабжения, электроосвещение зданий и сооружений аэропортового комплекса, собственные нужды ТП и ДЭС, а также оборудование пожарно-охранной сигнализации и другие потребители аэропорта.

На объекте проектирования к I категории относятся:

- светосигнальное оборудование, потребители радиотехнических средств посадки и управления воздушным движением, метеооборудование, технологическое оборудование АВК, оборудование котельных, пожарно-охранная сигнализация, аварийное, дежурное и эвакуационное освещение, охранное освещение ограждения аэропорта и заградительные огни.

Остальные потребители относятся ко II и III категориям по надежности электроснабжения.

Потребители I и II категории запитываются по двум взаимно резервируемым кабельным линиям 0,4кВ от двух независимых источников электропитания - разных секций трансформаторных подстанций.

Потребители аэропорта, отнесенные к I категории надежности электроснабжения ПУЭ, запитаны от двух внешних независимых источников - силовых трансформаторов. Перерыв электроснабжения возможен на время, необходимое для автоматического включения резервного питания.

Мощность каждого из этих источников рассчитана на электропитание всех нагрузок подстанции. Рабочие и резервные технологические приемники запитаны от разных щитов.

Потребители 0,4 кВ, отнесенные ко II и III категориям надежности электроснабжения, запитаны от двух внешних независимых источников



(разных секций РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций). Перерыв электроснабжения возможен на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады [4].

По надежности электроснабжения проектируемые нагрузки ТСО относятся к 1 категории.

В нормальном режиме электроснабжение проектируемых нагрузок осуществляется от разных секций РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций.

В аварийном режиме, при выходе из строя трансформатора подается сигнал на запуск ДЭС с автоматическим переключением через станцию АВР-0,4 кВ с рабочего на резервный ввод.

На территории аэропорта расположены следующие объекты:

1. Аэровокзал.
2. Производственное здание.
3. Тарный склад.
4. Склад угля и золы.
5. Гараж для автомобильного транспорта.
6. Аппаратный контейнер светосигнального оборудования (ССО).
7. Топливоно-заправочный пункт (ТЗП).
8. Контрольно-пропускной пункт (КПП).
9. Очистные сооружения.
10. Котельная.
11. Системы технического обслуживания и освещения.
12. Узел водопроводных сооружений.

## **2.2 Определение расчетной нагрузки склада угля и золы**

Электрооборудование склада угля и золы представляет собой совокупность силового (насосы, вентиляторы), осветительного оборудования, а также элементы автоматического управления (клапаны, аппаратура связи, индивидуальный тепловой пункт).

В таблице 1 приведена характеристика электроприемников склада угля

и золы.

Таблица 1 – Исходные данные для определения расчетной нагрузки склада угля и золы

Наименование электроприемника	Количество электроприемников, шт.	Номинальная мощность ЭП, $P_{ном.эп}$ , кВт	Коэффициент использования, $K_{и}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
Насос	1	0,8	0,9	0,9	0,48
Вентилятор приточной вентиляции	1	11,2	0,9	0,9	0,48
Вентилятор вытяжной вентиляции	1	11,2	0,9	0,9	0,48
Насос	2	0,9	0,9	0,9	0,48
ИТП		2,5	1,0	0,9	0,48
Управление клапанами	2	0,2	0,9	0,9	0,48
Цепи управления и аппаратура связи		0,5	1,0	0,9	0,48
Аварийное освещение		3,5	1,0	0,92	0,43
Рабочее электроосвещение		6,6	0,98	0,92	0,43
Всего по зданию		38,5			

Групповая номинальная (установленная) активная мощность – сумма номинальных активных мощностей группы ЭП [22]:

$$P_{ном} = \sum_1^n p_{ном}, \quad (1)$$

где  $n$  - число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность – алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей входящих в группу ЭП:

$$Q_{ном} = \sum_1^n p_{ном} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где  $tg\varphi$  - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

Далее определяются средние активные и реактивные мощности каждой характерной группы ЭП:

$$P_c = P_{ном} \cdot K_u ; \quad (3)$$

$$Q_c = P_c \cdot tg\phi. \quad (4)$$

Определяются суммарные значения средней активной и реактивной мощности:

$$\sum P_c = \sum_1^m P_{ном} \cdot K_u ; \quad (5)$$

$$\sum Q_c = \sum_1^m P_c \cdot tg\phi. \quad (6)$$

где  $m$  – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования [22]:

$$K_u = \sum P_c / P_{ном}. \quad (7)$$

Определяется эффективное число электроприемников по выражению:

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \sum P_{ном} / P_{ном.мах}. \quad (8)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$ .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ [22] определяется в зависимости от средней мощности  $P_c$  и соответствующего значения  $K_p$ :

$$P_p = K_p \cdot P_c \quad (9)$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

- для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от  $n_{\text{э}}$

$$\text{при } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_c; \quad (10)$$

$$\text{при } n_{\text{э}} > 10 \text{ и } K_p \geq 1 \quad Q_p = Q_c; \quad (11)$$

- для магистральных шинопроводов и шин цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху (корпусу, предприятию):

$$Q_p = K_p \cdot Q_c \text{ при } K_p < 1 \quad (12)$$

К расчетным силовым нагрузкам  $P_{p.c}$  и  $Q_{p.c}$  добавляются осветительные нагрузки  $P_{p.o}$ ,  $Q_{p.o}$ :

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.o}; \quad (13)$$

$$Q_p = Q_{p.c} + Q_{p.o}. \quad (14)$$

Расчетная мощность на шинах 6-10 кВ распределительных и главных подстанций определяется с учетом коэффициента одновременности, значение которого принимается в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам распределительного устройства (РУ) [22]:

$$P_p = \sum P_c \cdot K_0; \quad (15)$$

$$Q_p = \sum Q_c \cdot K_0; \quad (16)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (17)$$

### 2.2.1 Расчет осветительной нагрузки

Светотехнический расчет осветительной установки производится

методом коэффициента использования светового потока.

Расчет требуемого количества светильников  $N$ , шт. на примере помещения венткамеры осуществляется по формуле [22]:

$$N = \frac{E_H \cdot K \cdot F}{\Phi_L \cdot \eta_u},$$

где  $E_H$  – нормируемая освещенность, лк; определяется в соответствии с требованиями СНиП 23-05-95 (СП 52.13330.2011);  $E_H = 75$  лк;

$K$  – коэффициент запаса; определяется в зависимости от условий эксплуатации;  $K = 1,5$ ;

$F$  – освещаемая площадь, м<sup>2</sup>;  $F = 42,3$  м<sup>2</sup>;

$\Phi_L$  – световой поток ламп в светильнике, лм;

$\eta_u$  – коэффициент использования светового потока;  $\eta_u = 0,3$ .

В качестве источника света используется люминесцентная лампа (разрядная лампа низкого давления) ЛБ 36-7 мощностью 36 Вт со световым потоком  $\Phi_L = 2800$  лм. Лампа монтируется в двухламповом светильнике ALS/PRS 2x36.

$$N = \frac{75 \cdot 1,5 \cdot 42,3}{2800 \cdot 2 \cdot 0,3} = 4 \text{ шт.}$$

Для остальных помещений расчет производится аналогично, результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет осветительной установки на складе угля и золы

№	Наименование помещения	Нормируемая освещенность, лк	Площадь помещения, м <sup>2</sup>	Категория помещения	Тип светильника	Кол-во светильников, шт.
1	2	3	4	5	6	7
1	Тамбур	150	1,8		ALS/PRS 1x36	1
2	Тамбур	150	1,8		ALS/PRS 1x36	1
3	Мужской гардероб	75	8,2		ALS/PRS 2x36	2
4	Гардероб для хранения спецодежды	75	9,6		ALS/PRS 2x36	2

1	2	3	4	5	6	7
5	Преддушевая	75	3,2		DLG 218	1
6	Душевая	75	2,6		DLG 218	1
7	Тамбур	150	3,3		ALS/PRS 1x36	1
8	Санузел	75	4,4		DLG 218	1
9	Узел ввода	75	13,5		LZ 2x36	2
10	Электрощитовая	200	9		ALS/PRS 2x36	2
11	Кроссовая	200	12		ALS/PRS 2x36	2
12	Венткамера	75	42,3		ALS/PRS 2x36	4
13	Помещение подготовки угля	150	223,3		LZ 2x36	12
14	Холодный склад угля под навесом	100	570,4	П-Па	HBA 250	9

В здании предусматривается две системы освещения – рабочее и аварийное.

### 2.2.2 Расчет силовой нагрузки

Суммарная активная мощность электроприемников:

$$\Sigma P_{ном} = 0,8 + 11,2 + 11,2 + 1,8 + 2,5 + 0,4 + 0,5 = 28,4 \text{ кВт.}$$

Средняя активная мощность

$$P_{ср.ном} = 0,8 \cdot 0,9 + 11,2 \cdot 0,9 + 11,2 \cdot 0,9 + 1,8 \cdot 0,9 + 2,5 \cdot 1 + 0,4 \cdot 0,9 + 0,5 \cdot 1 = 25,86 \text{ кВт.}$$

Суммарная номинальная реактивная мощность электроприемников

$$\Sigma Q_{ном} = 0,8 \cdot 0,48 + 11,2 \cdot 0,48 + 11,2 \cdot 0,48 + 1,8 \cdot 0,48 + 2,5 \cdot 0,48 + 0,4 \cdot 0,48 + 0,5 \cdot 0,48 = 12,41 \text{ квар.}$$

Средняя реактивная мощность

$$Q_{ср.ном} = 0,8 \cdot 0,48 \cdot 0,9 + 11,2 \cdot 0,48 \cdot 0,9 + 11,2 \cdot 0,48 \cdot 0,9 + 1,8 \cdot 0,48 \cdot 0,9 + 2,5 \cdot 0,48 \cdot 1 + 0,4 \cdot 0,48 \cdot 0,9 + 0,5 \cdot 0,48 \cdot 1 = 11,32 \text{ квар.}$$

Средневзвешенный коэффициент использования

$$K_u = \frac{25,86}{28,4} = 0,91.$$

Эффективное число электроприемников

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \frac{28,4}{11,2} = 5,1 \approx 6.$$

Коэффициент расчетной нагрузки

$$K_p = 1 \text{ при } K_u = 0,91 \text{ и } n_{\text{Э}} = 6.$$

Расчетная активная мощность

$$P_p = 25,86 \cdot 1 = 25,86 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность

$$Q_p = 12,41 \cdot 1 = 12,41 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{25,86^2 + 12,41^2} = 28,7 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.

На данном объекте аэропорта «Зая» фиксируется одна характерная группа электроприемников с коэффициентом использования  $K_u = 0,9$  и  $K_u = 1,0$  примерно с одинаковым режимом работы. Поэтому расчет электрических нагрузок по второму этапу не производится.

### 2.2.3 Суммарная нагрузка электропотребителей

Суммарная мощность осветительной установки  $P_o = 10,1$  кВт. Из них система аварийного освещения – 3,5 кВт, система рабочего освещения – 6,6 кВт.

$$P_{p.o.(раб)} = 6,6 \cdot 0,98 = 6,47 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o.(ав)} = 3,5 \cdot 1 = 3,5 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o.} = 6,47 + 3,5 = 9,97 \text{ кВт};$$

Реактивная мощность осветительной установки

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (18)$$

$$Q_{p.o.} = 9,97 \cdot 0,43 = 4,3 \text{ квар.}$$

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок

Исходные данные							Средняя мощность		$n_{\Sigma}$	$K_p$	Расчетная мощность		
Наименование ЭП	Кол.ЭП, шт	$P_{ном},$ кВт	$P_{\Sigma},$ кВт	$K_{II}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_C,$ кВт	$Q_C,$ квар			$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА
Насос	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,48	0,72	0,35	-	-	-	-	-
Вентилятор приточной вентиляции	1	11,2	11,2	0,9	0,9	0,48	10,08	4,83	-	-	-	-	-
Вентилятор вытяжной вентиляции	1	11,2	11,2	0,9	0,9	0,48	10,08	4,83	-	-	-	-	-
Насос	2	0,9	1,8	0,9	0,9	0,48	1,62	0,78	-	-	-	-	-
ИТП		2,5	2,5	1,0	0,9	0,48	2,5	1,2	-	-	-	-	-
Управление клапанами	2	0,2	0,4	0,9	0,9	0,48	0,36	0,17	-	-	-	-	-
Цепи управления и аппаратура связи		0,5	0,5	1,0	0,9	0,48	0,5	0,24	-	-	-	-	-
Итого			28,4	0,91			25,86	12,41	6	1	25,86	12,41	28,7



Суммарная нагрузка определяется как:

$$P_{\Sigma} = P_{p\Sigma} + P_{p.o.}, \quad (19)$$

$$P_{\Sigma} = 25,86 + 9,97 = 35,83 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{p\Sigma} + Q_{p.o.}, \quad (20)$$

$$Q_{\Sigma} = 12,41 + 4,3 = 16,71 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка склада и расчётный ток линии:

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (21)$$

$$S_p = \sqrt{35,83^2 + 16,71^2} = 39,5 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (22)$$

$$I_p = \frac{39500}{\sqrt{3} \cdot 380} = 60,1 \text{ А.}$$

Таким образом были рассчитаны нагрузки установок склада угля и золы.

Аналогично рассчитываются остальные потребители напряжением 0,38 кВ, результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчетная нагрузка ЭП напряжением 0,38 кВ

Наименование электроприемника	$P_{уст}$ , кВт	$K_u$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
Гараж	230,8	0,68	0,89	0,51	156,9	80,4	176,3
Аэровокзал	281,2	0,73	0,96	0,31	205,8	63,6	215,4
КПП	70,4	0,93	0,93	0,4	65,2	25,77	70,1
Аппаратный контейнер ССО	38,2	1,0	0,96	0,29	38,0	11,1	39,6
Узел водопроводных сооружений	43,6	1,0	0,94	0,36	43,6	15,82	46,4
Производственное здание склада ГСМ	212,2	1,0	0,89	0,56	189,8	106,7	217,7
Тарный склад	31,9	1,0	0,99	0,11	31,9	3,51	32,1
КПП	16,4	0,94	0,93	0,4	15,4	6,09	16,6
Метеооборудование	1,0	1,0	0,95	0,33	1,0	0,33	1,1
Очистные сооружения (в том числе насос в прямке)	5,0	1,0	0,9	0,48	5,0	2,42	5,6
Операторная ТЗП	78,0	0,73	0,96	0,29	57,2	16,68	59,6
Котельная	114,3	0,79	0,96	0,29	90,0	26,25	93,7
Склад угля и золы	38,5	0,92	0,9	0,48	31,8	15,0	35,2
Техобслуживание (аэродромные колонки и освещение)	81,0	0,85	0,96	0,29	68,9	20,8	72,0
Техобслуживание	60,0	1,0	0,99	0,14	60,0	8,55	60,6
Метеооборудование	1,5	1,0	0,9	0,48	1,5	0,73	1,7
Всего:					1062,0	403,8	1143,7

#### 2.2.4 Расчет наружного освещения

Освещение перрона и территории аэродрома осуществляется шестью осветительными мачтами М1...6 высотой 16 м с площадками для обслуживания. На мачтах установлены прожекторы GALAD Г077-1000-01 мощностью 1000 Вт, GALAD Г054-2000-0102 мощностью 2000 Вт, а также

заградогни. Территория аэропорта освещается светильниками с лампами типа МГЛ (металлогалогенная лампа высокого давления), которые монтируются в светильниках ГКУ 16-70-001, которые расположены на силовых опорах. Мощность одного светильника – 70 Вт, общее количество – 29 шт.

В результате общая установленная мощность наружного освещения

$$P_{o.уст.} = 30,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная мощность наружного освещения:

$$P_{o.p.} = P_{o.уст.} \cdot K_u, \tag{23}$$

$$P_{o.p.} = 30,5 \cdot 0,72 = 22 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность наружного освещения:

$$Q_{o.p.} = P_{o.p.} \cdot \text{tg} \varphi,$$

где  $\text{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности;  $\cos \varphi = 0,9$ ;  $\text{tg} \varphi = 0,48$ .

$$Q_{o.p.} = 22 \cdot 0,48 = 10,6 \text{ квар.}$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки аэропорта с учетом осветительной нагрузки:

$$P_{p.\Sigma} = P_{p.o.} + P_{p.c.} = 22 + 1062 = 1084 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.\Sigma} = Q_{p.o.} + Q_{p.c.} = 10,6 + 403,8 = 414,4 \text{ квар.}$$

Далее определяется суммарная расчетная нагрузка:

$$S_p = \sqrt{1084^2 + 414,4^2} = 1160,5 \text{ кВА.}$$

## 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор уровня номинального напряжения

Напряжение каждого звена системы электроснабжения следует выбирать с учетом напряжений смежных звеньев для получения наиболее экономичного варианта электроснабжения предприятия в целом. Предпочтение при выборе вариантов следует отдавать варианту с более высоким напряжением даже при небольших экономических преимуществах низшего из сравниваемых напряжений.

Рассмотрим следующие варианты питающего напряжения: 35 кВ, 20 кВ, 10 кВ, 6 кВ.

Преимущество напряжения 20 кВ по сравнению с напряжением 35 кВ заключается в более простом устройстве сети и более дешевых коммутационно-защитных аппаратах. Но с другой стороны, повышение питающего напряжения уменьшает потери в питающих линиях [18].

По сравнению с напряжением 10 кВ при напряжении 20 кВ снижаются потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения и токи КЗ в сетях. Необходимо отметить, что несмотря на имеющиеся преимущества, применение напряжения 20 кВ сдерживается отсутствием электрооборудования на это напряжение.

Напряжения 10 кВ должно широко применяться для внутривозовского распределения энергии:

- на предприятии небольшой и средней мощности при отсутствии или небольшом числе двигателей, которые могли бы непосредственно быть присоединены к напряжению 10 кВ.

Напряжение 6 кВ широко используют на промышленных предприятиях: на средних по мощности предприятиях — для питающих и распределительных сетей.

Напряжение 10 кВ является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ допускается применять только в тех

случаях, если на предприятии преобладают приемники электроэнергии с номинальным напряжением 6 кВ.

Поскольку на объекте проектирования преобладают приемники электроэнергии с номинальным напряжением 0,38 кВ, и напряжение низкой стороны питающей подстанции также 10 кВ, то целесообразно, остановить свой выбор на напряжении питания 10 кВ.

Существующая ВЛ 10 кВ от ПС «Светлая» выполнена сталеалюминиевым проводом АС50 сечением 50 мм<sup>2</sup>.

### 3.2 Выбор сечения питающей линии

Источником питания Аэропорта «Зея» является ПС «Светлая» 220/110/35/10.

Рассчитаем сечение воздушной линии электропередач, идущей от ПС «Светлая» до ЦРП, который совмещен с ТП-1.

Находим расчетный ток [18]:

$$I_{\text{наиб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (24)$$

$$I_{\text{наиб.}} = \frac{\sqrt{1081^2 + 414,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,1 \text{ А.}$$

Условие допустимости по нагреву для ВЛ 10 кВ:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{наиб}} ; \quad (25)$$

Выбираем сталеалюминиевый провод марки АС50 сечением 50 мм<sup>2</sup> [3], длительно допустимый ток которого  $I_{\text{доп.}} = 215 \text{ А}$ , что отвечает условию (25).

### 3.3 Разработка схемы электроснабжения на напряжение выше 1 кВ

Электроснабжение объектов комплекса выполнено от двухтрансформаторной подстанции ТП-1(ЦРП), которая запитана от РУ-10 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Светлая». От ТП-1 (ЦРП) запитываются остальные распределительные трансформаторные подстанции.

Проектом предусмотрено строительство комплектных подстанций ТП-1(ЦРП), ТП-2, ТП-3(ГСМ), ТП-4, а также прокладка кабельных линий 0,4/0,23кВ и 10 кВ.

Электроснабжение каждой распределительной подстанции выполнено по двум взаимнорезервируемым кабельным линиям 10 кВ.

Электроснабжение шкафов технических средств охраны (ТСО) ограждения периметра аэропорта осуществляется от щитов гарантированного питания ЩГП, установленных в ТП-2 с двумя трансформаторами 400 кВА; в ЦРП с двумя трансформаторами 160 кВА.

Проект разработан на напряжение 10 кВ и 380/220В, 50 Гц для системы с глухозаземленной нейтралью трансформатора, с системой заземления TN-S.

По надежности электроснабжения проектируемые нагрузки относятся:  
к I категории:

- светосигнальное оборудование, потребители радиотехнических средств посадки и управления воздушным движением, метеооборудование, технологическое оборудование АВК, оборудование котельных, пожарно-охранная сигнализация, аварийное, дежурное и эвакуационное освещение, охранное освещение ограждения аэропорта и заградогни.

Остальные потребители относятся ко II и III категориям по надежности электроснабжения.

Потребители I и II категории запитываются по двум взаимно резервируемым кабельным линиям 0,4кВ от двух независимых источников электропитания - разных секций трансформаторных подстанций.

Шкафы ТСО расположены на значительном удалении друг от друга и от источников электроснабжения у ограждения периметра аэропорта. Для максимального сокращения длины кабеля подключаются к ближайшим ТП группами к 3-фазным кабельным линиям шлейфом.

Все кабели прокладываются в траншеях.

В ТП все отходящие кабельные линии подключаются к шкафам

гарантированного питания ШГП, запитанным от АВР.

Основными потребителями электроэнергии являются: светосигнальное оборудование, технологическое оборудование УВД и РТО, метеорологическое оборудование, технологическое оборудование и нагрузки отопления, вентиляции и водоснабжения, электроосвещение зданий и сооружений аэропортового комплекса, собственные нужды ТП и ДЭС, а также оборудование пожарно-охранной сигнализации и другие потребители аэропорта.

Потребители аэропорта, отнесенные к I категории надежности электроснабжения ПУЭ, запитаны от двух внешних независимых источников - силовых трансформаторов. Мощность каждого из этих источников рассчитана на электропитание всех нагрузок подстанции. Рабочие и резервные технологические приемники запитаны от разных щитов.

Потребители 0,4 кВ, отнесенные ко II и III категориям надежности электроснабжения, запитаны от двух внешних независимых источников (разных секций РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций).

По надежности электроснабжения проектируемые нагрузки ТСО относятся к I категории.

Защита от перегрузок обеспечивается автоматическими выключателями. Время отключения однофазного тока короткого замыкания принято в соответствии с ПУЭ и составляет 5 секунд для питающих сетей и 0,4 секунды для групповых электросетей.

Кабельные линии проверяются на отключение защитным аппаратом при однофазном коротком замыкании и на потерю напряжения.

Кабельные линии проверены на отключение защитными аппаратами при однофазном коротком замыкании и на потери напряжения в сети.

В нормальном режиме электроснабжение проектируемых нагрузок осуществляется от разных секций РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций.

В аварийном режиме, при выходе из строя трансформатора подается сигнал на запуск ДЭС с автоматическим переключением через станцию АВР-

0,4 кВ с рабочего на резервный ввод.

Для обеспечения питанием потребителей предусмотрено строительство новых комплектных двухтрансформаторных подстанций контейнерного типа. В трансформаторных подстанциях устанавливаются: герметичный трансформатор типа ТМГ; камеры 10 кВ с вакуумными выключателями и выключателями нагрузки; щиты 0,4/0,23 кВ с втычными и выкатными автоматическими выключателями. Пожарно-охранная сигнализация, электроосвещение и электроотопление в комплектной трансформаторной подстанции выполняется заводом-изготовителем.

Трансформаторная подстанция представляет собой комплектную трансформаторную подстанцию в металлическом контейнере полной заводской готовности. Комплектная трансформаторная подстанция обеспечивает удобное и безопасное обслуживание оборудования в любое время года.

Наиболее ответственные технологические нагрузки укомплектованы источниками бесперебойного питания (ИБП) или аккумуляторными батареями. Резервным источником питания светосигнального оборудования является дизель-генератор, поставляемый комплектно с соответствующим оборудованием.

В аварийных режимах при отсутствии напряжения на питающей кабельной линии предусматривается резервное электропитание шкафов ТСО от автономных источников для оборудования охранной сигнализации - аккумуляторные батареи, рассчитанные на 24 часа работы в дежурном режиме и 3 часа в режиме «Тревога».

В проекте выполнена прокладка новых КЛЭП- 10 кВ кабелем марки АПвКПг-10 кВ к новым трансформаторным подстанциям, также в данной документации предусмотрена прокладка питающих сетей 0,4/0,23 кВ кабелем марки ПвКШв-1,0 кВ.

Кабельные линии 10 кВ и 0,4 кВ прокладываются в земле на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли и по всей трассе КЛЭП-10 кВ



защищаются плитами для закрытия кабеля (ПЗК).

При пересечении кабелей с автодорогами и подземными коммуникациями кабели защищаются ПНД/ПВД трубами.

Соединение и оконцевание кабелей выполняется термоусаживаемыми соединительными и концевыми муфтами.

Металлическая броня кабелей 10 кВ и 0,4 кВ с обоих концов заземляется.

Проектируемые кабели выбраны по длительно допустимому току, проверены по падению напряжения и на отключение защитными аппаратами однофазного тока короткого замыкания.

Все КЛЭП-0,4 кВ, питающие потребителей I категории, прокладываются параллельно в траншеях, расположенных на расстоянии не менее 1 м друг от друга.

Вводы кабелей 10 кВ и 0,4 кВ в ТП, ДЭС, здания, сооружения и контейнеры осуществляются в **асбестоцементных** трубах.

### **3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности**

Все потребители, находящиеся на территории аэропорта, питаются от четырех трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Нагрузки на ТП представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Нагрузки потребительских ТП

Наименование электроприемника	Установленная мощность, кВт	Коэффициент использования	Коэффициенты мощности		Мощность расчетная		
			cosφ	tgφ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>ТП1 (ЦРП)</b>							
Гараж	230,8	0,68	0,89	0,51	156,9	80,4	
Метеооборудование	1,5	1,00	0,90	0,48	1,5	0,73	
Техобслуживание	60,0	1,00	0,99	0,14	60,0	8,55	
Собственные нужды ТП	6,0	0,80	0,95	0,33	4,8	1,58	
Освещение	10,7	0,41	0,98	0,20	4,4	0,89	

1	2	3	4	5	6	7	8
<b>ИТОГО по ТП1 (ЦРП)</b>	<b>309,0</b>	<b>0,74</b>	<b>0,93</b>	<b>0,40</b>	<b>217,6</b>	<b>92,15</b>	<b>245,6</b>
<b>ТП2</b>							
Собственные нужды ТП	6,0	0,80	0,95	0,33	4,8	1,58	
Аэровокзал	281,2	0,73	0,96	0,31	205,8	63,60	
Метеооборудование	1,0	1,00	0,95	0,33	1,0	0,33	
КПП	70,4	0,93	0,93	0,40	65,2	25,77	
Техобслуживание (аэродромные колонки и освещение)	81,0	0,85	0,96	0,29	68,9	20,08	
Аппаратный контейнер ССО	38,2	1,00	0,96	0,29	38,2	11,10	
Узел водопроводных сооружений	43,6	1,00	0,94	0,36	43,6	15,82	
<b>ИТОГО по ТП2</b>	<b>521,4</b>	<b>0,82</b>	<b>0,95</b>	<b>0,32</b>	<b>427,5</b>	<b>138,3</b>	<b>449,3</b>
<b>ТП3 (ГСМ)</b>							
Собственные нужды ТП	4,5	0,80	0,95	0,33	3,6	1,18	
Производственное здание склада ГСМ	212,2	1,00	0,89	0,56	189,8	106,7	
Тарный склад	31,9	1,00	0,99	0,11	31,9	3,51	
КПП	16,4	0,94	0,93	0,40	15,4	6,09	
Наружное освещение площадки ГСМ	19,8	1,00	1,00	0,00	19,8	0,00	
Очистные сооружения (в т.ч. насос в прямке)	5,0	1,00	0,90	0,48	5,0	2,42	
<b>ИТОГО по ТП3 (ГСМ)</b>	<b>289,8</b>	<b>0,92</b>	<b>0,91</b>	<b>0,45</b>	<b>265,5</b>	<b>119,9</b>	<b>291,3</b>
<b>ТП4</b>							
Склад угля и золы	34,5	0,92	0,9	0,48	31,8	15,0	
Котельная	114,3	0,79	0,96	0,29	90,0	26,25	
Операторная ТЗП	78,0	0,73	0,96	0,29	57,2	16,68	
Собственные нужды ТП	3,0	0,8	0,95	0,33	2,4	0,79	
<b>ИТОГО по ТП4</b>	<b>229,8</b>	<b>0,79</b>	<b>0,95</b>	<b>0,32</b>	<b>181,4</b>	<b>58,72</b>	<b>190,7</b>

Собственные нужды в КТПН предусматривают отопление, питание внутреннего освещения напряжением 220 В, 50 Гц и переносного освещения – 36 В, 50 Гц. Для вентиляции и охлаждения силовых трансформаторов в КТПН устанавливаются вентиляторы.

Расчетная мощность трансформатора определенной установки [11]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{\Sigmaуст}}{K_{з.онт} \cdot N_m} \quad (26)$$

где  $P_{\Sigmaуст}$  - суммарная активная мощность установки, кВт;

$K_{з.онт}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7);

$N_m$  - число силовых трансформаторов.

Для примера произведем расчет для ТП-1, для остальных установок расчет аналогичен, результаты расчета сведены в таблицу 6.

От ТП-1 запитываются гараж, метеооборудование, уличное освещение, колонки техобслуживания.

Учитывая категорию надёжности потребителей, к установке принимается двухтрансформаторная КТП.

$$S_{расч.тр} = \frac{227,6}{0,7 \cdot 2} = 158,6 \text{ кВА}$$

К установке на ТП-1 (ЦТП) устанавливается два силовых трансформатора номинальной мощностью  $S_{н.тр} = 160$  кВА.

ТМГ-160/10/0.4-У1 – трехфазный трансформатор с естественной циркуляцией масла и воздуха герметичного исполнения с радиаторным баком. Трансформаторы этого типа выполнены в герметичном исполнении с полным заполнением маслом под вакуумом. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофрированных стенок бака за счет их пластичной деформации. Преимуществом герметичных трансформаторов является то, что масло не имеет непосредственного контакта с атмосферой, исключая попадание влаги из окружающей среды. Современная технология нарезки металла и сборки элементов обеспечивает малые потери холостого хода и приводит к снижению уровня шума.

Таблица 6 – Выбор силовых трансформаторов

№ ТП	Тип трансформатора	Схема и группа соединения	Характеристика трансформатора					Кол-во
			$S_{н.тр.}$ , кВА	$U_{н1}/U_{н2}$ , кВ	$u_{кз}$ , %	Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$ , Вт	Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$ , Вт	
ТП-1	ТМГ-160/10/0.4-У1	$\Delta/Y_{н-0}$ ; 11	160	10/0,4	4,5	2700	400	2
ТП-2	ТМГ-400/10/0.4-У1	$\Delta/Y_{н-0}$ ; 11	400	10/0,4	4,5	5400	270	2
ТП-3	ТМГ-400/10/0.4-У1	$\Delta/Y_{н-0}$ ; 11	400	10/0,4	4,5	5400	270	2
ТП-4	ТМГ-250/10/0.4-У1	$\Delta/Y_{н-0}$ ; 11	250	10/0,4	4,5	3900	540	2

Для обеспечения питанием потребителей предусмотрено строительство новых комплектных двухтрансформаторных подстанций контейнерного типа. В трансформаторных подстанциях устанавливаются:

- герметичный трансформатор типа ТМГ;
- камеры 10 кВ с вакуумными выключателями и выключателями нагрузки; щиты 0,4/0,23 кВ с втычными и выкатными автоматическими выключателями.

Пожарно-охранная сигнализация, электроосвещение и электроотопление в комплектной трансформаторной подстанции выполняется заводом-изготовителем.

Трансформаторная подстанция представляет собой комплектную трансформаторную подстанцию в металлическом контейнере полной заводской готовности. Комплектная трансформаторная подстанция обеспечивает удобное и безопасное обслуживание оборудования в любое время года.

Для выбранных трансформаторов произведём компенсацию реактивной мощности (КРМ).

Для ТП-2. Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле [5]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}; \quad (27)$$

$$Q_{ТП-1} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 427,5^2} = 361,0 \text{квар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ по формуле:

$$Q_{НБК1} = Q_p - Q_T; \quad (28)$$

$$Q_{НКУ1} = 138,3 - 361,0 = -222,7 \text{квар.}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия [5]:

$$Q_{НКУ2} = Q_p - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{м.ном} \cdot N_T, \quad (29)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей  $K_1$  и  $K_2$ ;  $\gamma = 0,6$ ;

$K_1$  – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы;  $K_1 = 9$ ;

$K_2$  – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной;  $K_2 = 17$ .

$$Q_{НКУ2} = 138,3 - 222,7 - 0,6 \cdot 400 \cdot 2 = -564,4 \text{квар.}$$

Так как получившееся значение  $Q_{НКУ2} < 0$ , то при расчете можно принять, что  $Q_{НКУ2} = 0$ .

Определяем суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУ2} = -564,4 + 0 = -564,4 \text{квар.}$$

Так как суммарная мощность требуемых компенсирующих устройств меньше нуля, то установка их не предусматривается. Аналогично проводятся расчеты для других ТП. Результаты аналогичны: установка компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ не требуется.

## 4 ВАРИАНТЫ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1 Выбор двух вариантов схемы электроснабжения

На предприятиях применяются радиальные магистральные и смешанные схемы электроснабжения. Радиальной называется такая схема, в которой к одной линии подключена одна подстанция или один высоковольтный ЭП. Радиальные схемы применяются на предприятиях малой мощности, предприятиях, где нагрузка территориально разбросана и не упорядочена по своему расположению, на предприятиях на которых предъявляются высокие требования к надежности электроснабжения. В радиальных схемах на предприятиях используется глухое присоединение трансформаторов к кабельным линиям. Преимущество радиальных схем - высокая надежность, недостаток - большое количество коммутаций.

Магистральная схема - когда к одной линии подключено несколько понизительных подстанций. Магистральные схемы применяются в тех случаях, когда радиальные схемы являются не целесообразными или на предприятиях средней и крупной мощностей, или при у порядочном расположении электрических нагрузок [22].

В нашем случае целесообразно применить смешанную схему электроснабжения.

Два варианта схемы внутреннего электроснабжения, а также существующая схема Аэропорта «Зея» представлены на рисунках 1, 2, 3.

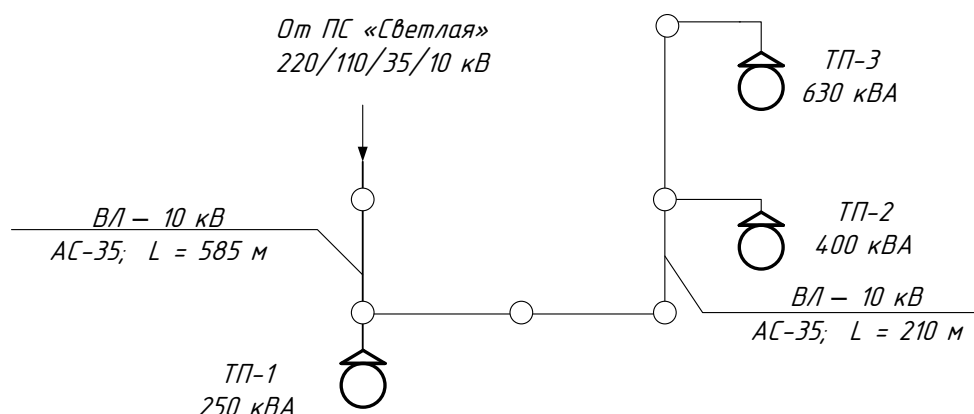


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения Аэропорта «Зея»

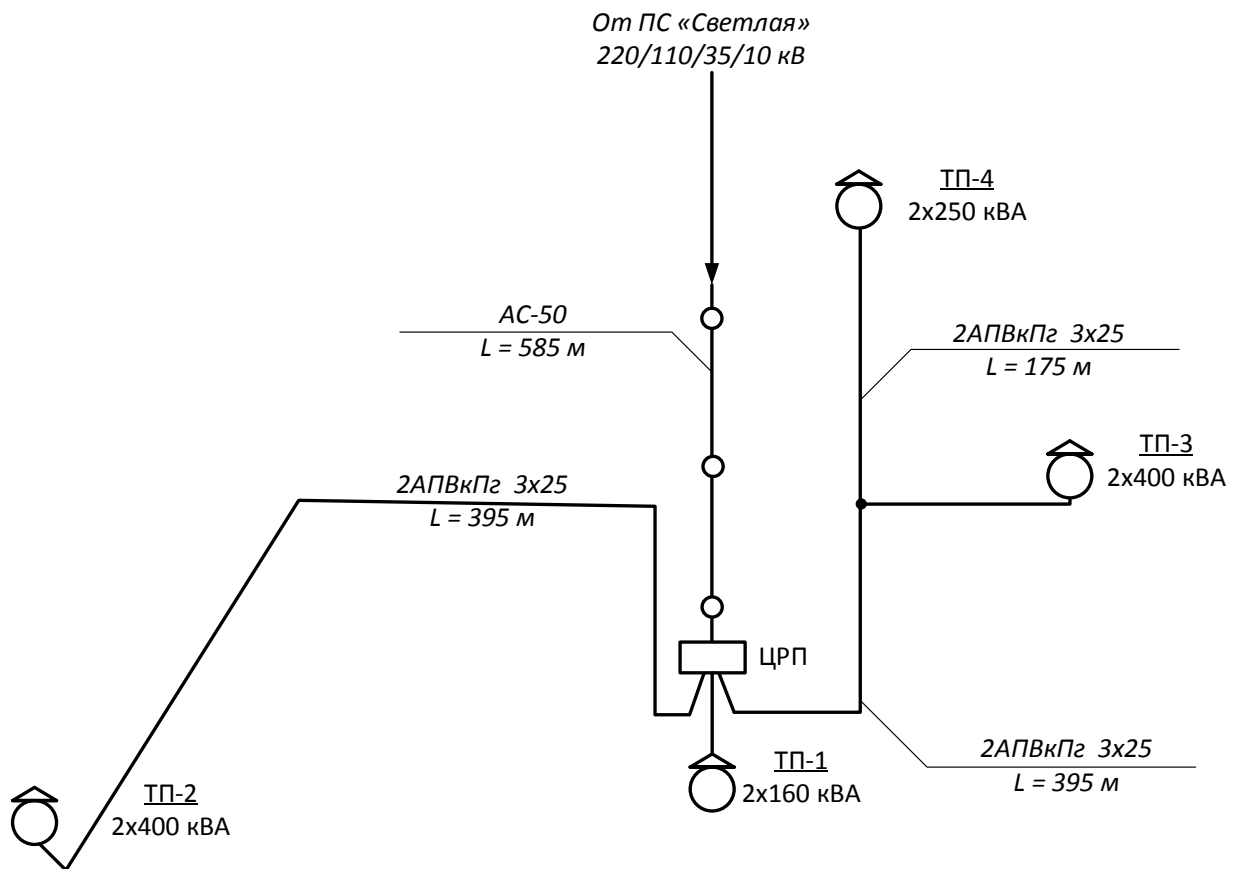


Рисунок 2 – Вариант №1 схемы электроснабжения после реконструкции

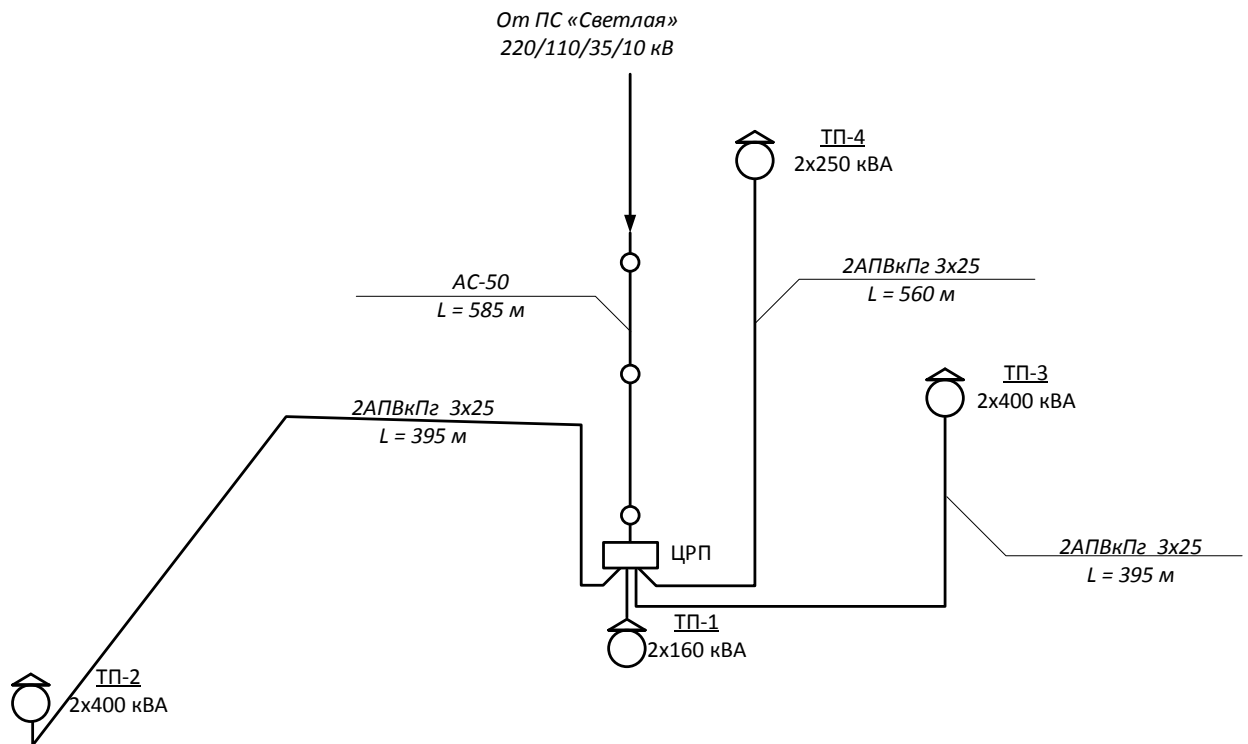


Рисунок 3 – Вариант №1 схемы электроснабжения после реконструкции

## 4.2 Выбор сечения кабельных линий 10 кВ

Сечение кабелей определяется по длительно допустимой токовой нагрузке (по условию нагрева).

Для выбора сечений кабелей определяется расчетный ток, по таблице выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Расчетный ток определяется по формуле [22]:

$$I_{\text{наиб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (30)$$

Определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению [4]:

$$I_{\text{доп}} \leq k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{нр}} \cdot I_{\text{доп.табл}}, \quad (31)$$

где  $I_p$  - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо  $I_p$  принимают номинальный ток приемника  $I_{\text{доп}}$ );

$k_{\text{ср}}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы  $I_{\text{доп}}$  в ПУЭ;

$k_{\text{нр}}$  - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах [4].

Условие допустимости по нагреву для КЛ 10 кВ:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{наиб}}. \quad (32)$$

Проведем расчет на примере магистрали ТП-1 (ЦРП) –ТП2

$$I_{\text{наиб}} = \frac{\sqrt{427,5^2 + 138,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 1,1 \cdot 80 = 74 \text{ А.}$$

Выбирается кабель марки АПВкПг 3х50 сечением 50 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток которого 130 А [4].

Результаты расчета сведены в таблицы 7 и 8.



Таблица 7 – Результаты расчета выбора КЛ-10 кВ для варианта №1

Линия	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$I_{наиб}$ , А	$I_{доп}$ , А	Марка и сечение кабеля
ТП-1(ЦРП) – ТП-2	427,5	138,3	26	74	2АПВкПг (3х25)
ТП-1(ЦРП) – ТП-3	446,9	178,62	27,8	74	2АПВкПг (3х25)
ТП-3 – ТП-4	181,4	58,72	11,0	74	2АПВкПг (3х25)

Таблица 8 – Результаты расчета выбора КЛ-10 кВ для варианта №2

Линия	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$I_{наиб}$ , А	$I_{доп}$ , А	Марка и сечение кабеля
ТП-1(ЦРП) – ТП-2	427,5	138,3	26	74	2АПВкПг (3х25)
ТП-1(ЦРП) – ТП-3	265,5	119,9	16,8	74	2АПВкПг (3х25)
ТП-1(ЦРП) – ТП-4	181,4	58,72	11,0	74	2АПВкПг (3х25)

### 4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Окончательное решение о принятии варианта системы электроснабжения предприятия должно базироваться на основании технико-экономических показателей системы в целом.

Для определения технико-экономических показателей системы в целом определяются приведенными затратами на внутреннее электроснабжение.

Капитальные затраты каждого варианта включают в себя стоимость ячейки РУ с выключателем, стоимость строительства здания РП, стоимость КЛ и стоимость силовых трансформаторов.

Так как в обоих вариантах силовые трансформаторы одинаковые то их в расчете не учитываем [5].

$$K_{\Sigma} = (K_{я} + K_{кл}) \cdot K_{и}; \quad (33)$$

$$K_{кл} = K_{уд.кл} \cdot L, \quad (34)$$

где –  $K_{я}$  - стоимость ячейки РУ с выключателем, тыс.руб.;

$K_{уд.кл}$  – стоимость одного погонного километра КЛ, руб./км;

$L$  – длина КЛ, км;

$K_u$  – коэффициент инфляции.

Капиталовложения для первого варианта электроснабжения.

Таблица 9 – Стоимостные характеристики КЛ

Вариант	Сечение, мм <sup>2</sup>	Длина, км	Стоимость прокладки 1 км, тыс.руб
Первый	25	0,77х2	11,3
Второй	25	0,985х2	11,3

$$K_{КЛ1} = 0,77 \cdot 11,3 = 8,7 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{КЛ2} = 0,985 \cdot 11,3 = 11,1 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 10 –Количество ячеек

Вариант	Распределительное устройство	Количество ячеек с выключателями 10 кВ
Первый	ЦРП (ТП-1)	10
Второй	ЦРП (ТП-1)	12

Стоимость одной ячейки с выключателем на 10 кВ 3,65 тыс.руб. [21].

Капиталовложения в строительство одного здания РП составляют 870 тыс.руб.

$$K_{Я1} = 10 \cdot 3,65 = 36,5 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{Я2} = 12 \cdot 3,65 = 43,8 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в распределительные устройства для первого и второго вариантов сети:

$$K_{1\Sigma} = (36,5 + 8,7) \cdot 83,1 + 870,0 = 4626,1 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{2\Sigma} = (43,8 + 11,1) \cdot 83,1 + 870,0 = 5432,2 \text{ тыс.руб.};$$

Эксплуатационные расходы состоят из стоимости потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах, амортизационные отчисления на ячейки РУ с выключателями, на КЛ и силовые трансформаторы [12].

$$C_{\Sigma} = C_{\text{пот.л}} + C_{\text{а.ру}} + C_{\text{а.кл}}, \quad (35)$$

где  $C_{пот.л}$  – стоимость потерь электроэнергии в линиях, тыс.руб.;  
 $C_{a.ру}$  – амортизационные отчисления на РУ с выключателями, тыс.руб.;  
 $C_{a.кл}$  – амортизационные отчисления на КЛ, тыс.руб  
 Стоимость потерь электрической энергии в линиях

$$C_{пот.л} = \Delta W_{\Sigma л} \cdot C_{п.э}, \quad (36)$$

где  $\Delta W_{\Sigma л}$  – суммарные потери энергии в линиях, кВт·ч;  
 $C_{п.э}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч;  $C_{п.э} = 1,6$  руб/кВт·ч;

$$\Delta W_{\Sigma л} = 3 \cdot I_{л}^2 \cdot r_{л} \cdot L_{л} \cdot 10^{-3} \cdot t \cdot K_{з.л}, \quad (37)$$

где  $I_{л}$  – ток, протекающий по линии, А;  
 $r_{л}$  – активное сопротивление линии, Ом/км;  
 $L_{л}$  – длина линии, км;  
 $t$  – время эксплуатации в год, ч;  $t = 8400$  ч;  
 $K_{з.л}$  – коэффициент загрузки линии.

$$K_{з.л} = \frac{I_p}{I_{длит.дон}}; \quad (38)$$

где  $I_{д.дон}$  – длительно допустимый ток линии, А;  
 $I_p$  – ток, протекающий по линии в нормальном режиме, А.

Для примера произведем расчет для первого варианта, для второго варианта расчет аналогичен, результаты сведены в таблицу 11.

$$\Delta W_{\Sigma л1} = 3 \cdot 1,24 \cdot 8400 \cdot (26^2 \cdot 0,395 \cdot 0,351 + 27,8^2 \cdot 0,2 \cdot 0,0,376 + 11^2 \cdot 0,175 \cdot 0,149) / 1000 = 14937 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$C_{пот.л1} = 14937 \cdot 1,6 / 1000 = 23,9 \text{ тыс.руб.};$$

Амортизационные отчисления на КЛ и выключатели рассчитываем по формулам [5]:

$$C_{a.кл} = K_{кл} \cdot K_{a.кл} \cdot K_u; \quad (39)$$

$$C_{a.в} = K_{я} \cdot K_{a.в} \cdot K_u. \quad (40)$$

где -  $K_{a.кл}$  – амортизационные отчисления на КЛ;  $K_{a.кл} = 6,3 \%$ ;

$K_{a.в}$  - амортизационные отчисления на выключатели;  $K_{a.в} = 3\%$ .

$$C_{a.КЛ} = 8,7 \cdot 0,063 \cdot 83,1 = 45,5 \text{ тыс. руб.};$$

$$C_{a.В} = 36,5 \cdot 0,03 \cdot 83,1 = 91,0 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 11 – Эксплуатационные расходы для обоих вариантов схемы

	$\Delta W_{\Sigma л},$ кВт·ч	$C_{пот.л},$ тыс.руб	$C_{a.кл},$ тыс.руб	$C_{a.в},$ тыс.руб	$C_{э},$ тыс.руб
1 вариант	14937	23,9	45,5	91,0	160,4
2 вариант	10950	17,5	58,1	109,2	184,8

Приведенные затраты по варианту в целом [12]:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + C_{э}; \quad (41)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,15.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 4626,1 + 160,4 = 854,3 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 5432,2 + 184,8 = 999,6 \text{ тыс. руб.};$$

По результатам технико-экономического сравнения, для дальнейшего расчета принимается вариант схемы электроснабжения № 1, так как приведенные годовые эксплуатационные затраты по этому варианту ниже, чем по варианту №2.

#### 4.4 Выбор сечения кабельных линий 0,4 кВ

Расчет производится аналогично расчету, представленному в пункте 4.2.

Результаты расчета сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор сечений КЛ 0,4 кВ

Электро-потребитель	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$I_{наиб.},$ А	$I_{доп.},$ А	Марка и сечение кабеля	Протяженность линии, км
1	2	3	4	5	6	7
Гараж	156,9	80,4	268,2	304,9	2ПвКШв 5х95	0,07
Метеооборудование	1,5	0,73	2,5	138,6	2ПвКШв 5х25	1,2
Техобслуживание	60,0	8,55	92,2	304,9	2ПвКШв 5х95	0,195

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
Аэровокзал	205,8	63,60	302,7	304,9	2ПвКШв 5х95	0,09
Метеооборудование	1,0	0,33	1,6	138,6	2ПвКШв 5х25	1,15
КПП	65,2	25,77	106,6	138,6	2ПвКШв 5х25	0,13
Техобслуживание (аэродромные колонки и освещение)	68,9	20,08	11	207,9	2ПвКШв 5х50	0,185
Аппаратный контейнер ССО	38,2	11,10	6,1	254,1	2ПвКШв 5х70	0,3
Узел водопроводных сооружений	43,6	15,82	70,6	254,1	2ПвКШв 5х50	0,33
Производственное здание склада ГСМ	189,8	106,7	301,2	304,9	2ПвКШв 5х95	0,1
Тарный склад	31,9	3,51	48,8	106,3	2ПвКШв 5х16	0,1
КПП	15,4	6,09	25,3	55,4	2ПвКШв 5х6	0,085
Наружное освещение площадки ГСМ	19,8	0,00	30,1	106,3	2ПвКШв 5х16	0,585
Очистные сооружения (в т.ч. насос в приямке)	5,0	2,42	8,5	45,3	2ПвКШв 5х4	0,19
Склад угля и золы	31,8	15,0	53,5	166,3	2ПвКШв 5х35	0,12
Котельная	90,0	26,25	142,5	254,1	2ПвКШв 5х70	0,15
Операторная ТЗП	57,2	16,68	90,7	254,1	2ПвКШв 5х70	0,33

Кабельные линии выполняются в траншее с медными жилами, с проволочной броней и изоляцией из этиленпропиленовой резины с оболочкой из ПВХ марки РвКВнг(А), пригодным для подвижных грунтов. Кабели укладываются "змейкой" с запасом по длине 1-2%. Для подключения бронированных кабелей групповых линий к шкафам ТСО и блокам питания видеокамер на металлических конструкциях устанавливаются ответвительные клемные коробки 600\*400\*235 мм, от которых в шкафы заводится кабель КГ 3х2,5.

При пересечении с подземными коммуникациями и автодорогами кабели защищаются гофрированными двустенными пластиковыми трубами  $D_H = 90$  мм. При выходе кабеля из земли предусмотрена защита кабеля металлическими трубами  $D_H = 60$  мм [4].

Выбор проектируемых кабелей сделан по назначению потребителей, расчет сечений произведен по допустимому току. Кабельные линии проверены по допустимой потере напряжения и на отключение защитным аппаратом однофазного тока короткого замыкания.

В проекте предусмотрены светильники с классом защиты I от поражения электрическим током согласно п. 1.7.87 ПУЭ. Токоведущие части изолированы, все выступающие металлические части арматуры светильников, которые могут оказаться под напряжением в случае отказа изоляции, подлежат заземлению.

В проекте выполнена прокладка новых КЛЭП-10кВ кабелем марки АПВкПг-10 кВ к новым трансформаторным подстанциям, прокладка питающих сетей 0,4/0,23 кВ кабелем марки ПвКШв-1,0 кВ.

Кабельные линии 10 кВ и 0,4 кВ прокладываются в земле на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли и по всей трассе КЛЭП-10 кВ защищаются плитами для закрытия кабеля (ПЗК).

При пересечении кабелей с автодорогами и подземными коммуникациями кабели защищаются ПНД/ПВД трубами.

Соединение и оконцевание кабелей выполняется термоусаживаемыми соединительными и концевыми муфтами.

Металлическая броня кабелей 10 кВ и 0,4 кВ с обоих концов заземляется.

Проектируемые кабели выбраны по длительно допустимому току, проверены по падению напряжения и на отключение защитными аппаратами однофазного тока короткого замыкания.

Все КЛЭП-0,4 кВ, питающие потребителей I категории, прокладываются параллельно в траншеях, расположенных на расстоянии не менее 1м друг от друга.

Вводы кабелей 10 кВ и 0,4кВ в ТП, ДЭС, здания, сооружения и контейнеры осуществляются в асбестоцементных трубах.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (на нулевой провод) [1].

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

При расчёте коротких замыканий учитывают следующие допущения: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ, не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов, не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю, считают, что трехфазная система является симметричной, влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно.

Виды коротких замыканий (КЗ):

– Однофазное КЗ - замыкается одна фаза на землю или нейтральный провод. Однофазное короткое замыкание случается в жизни чаще других.

– Двухфазное КЗ – замыкаются две фазы друг на друга. При двухфазном коротком замыкании напряжения и токи обеих фаз различны.

– Двухфазное КЗ на землю – две фазы замыкаются между собой и соединяются с землей. Такой вид короткого замыкания возможен только в сетях, где предусмотрена глухозаземленная нейтраль.

– Трехфазное КЗ – одновременное замыкание сразу трех фаз. Самый проблематичный во всех отношениях вид короткого замыкания.

В целом короткое замыкание является аварийным режимом для электрических сетей, поэтому расчёт токов короткого замыкания является важной задачей при выборе электрооборудования и расчете уставок релейной защиты и автоматики.

Для упрощения расчетов решение производится приближенным приведением в относительных единицах.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения на основании расчетной схемы (рис. 5), на которой должны быть указаны все сопротивления, необходимые для расчета (рис. 6).

Составление схемы замещения прямой последовательности и её преобразование.

Схема замещения прямой последовательности представляет собой схему, в которую все источники подпитывающие точку короткого замыкания вводятся своими ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями. При этом параметры элементов различных ступеней приводятся к одной ступени принятой за основную.



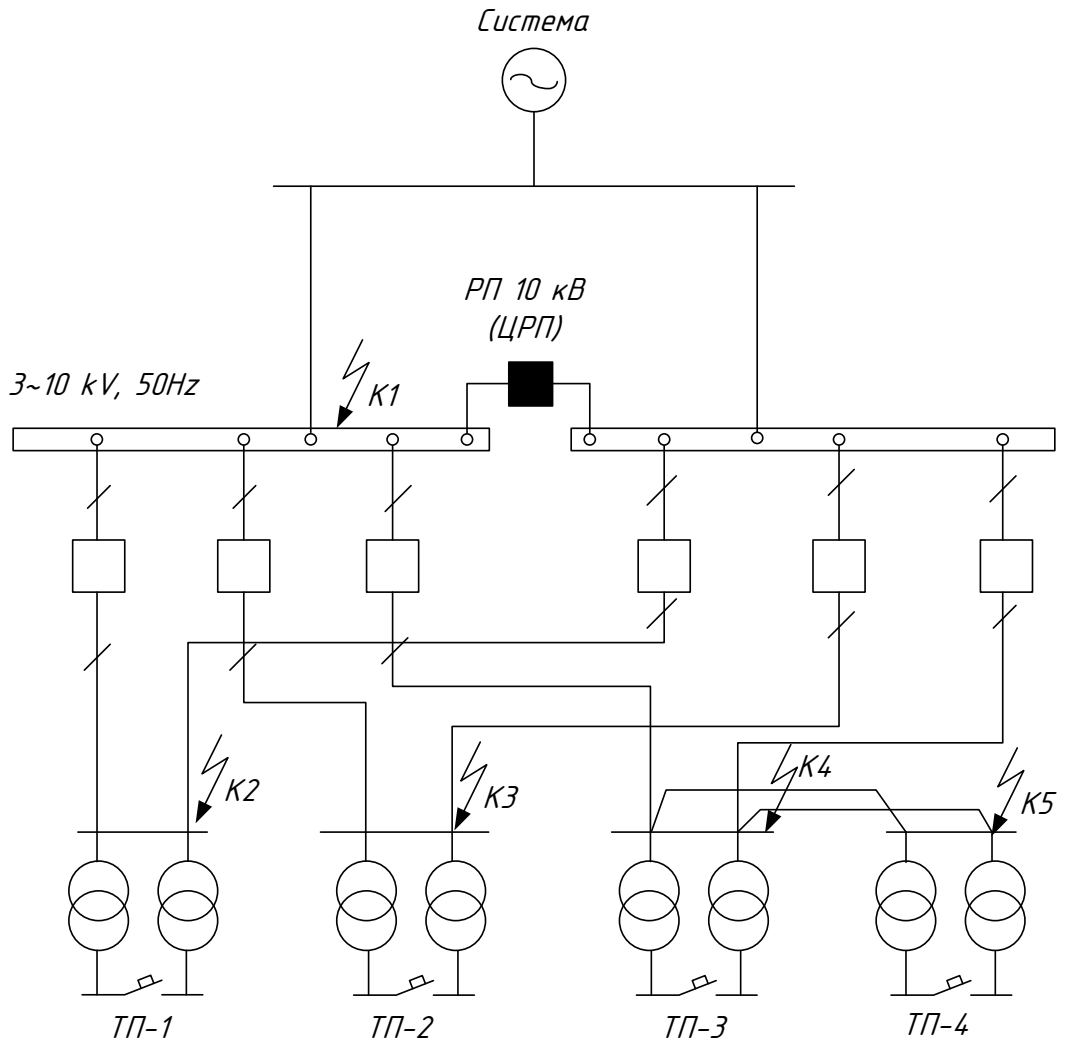


Рисунок 4 – Расчетная схема электроснабжения

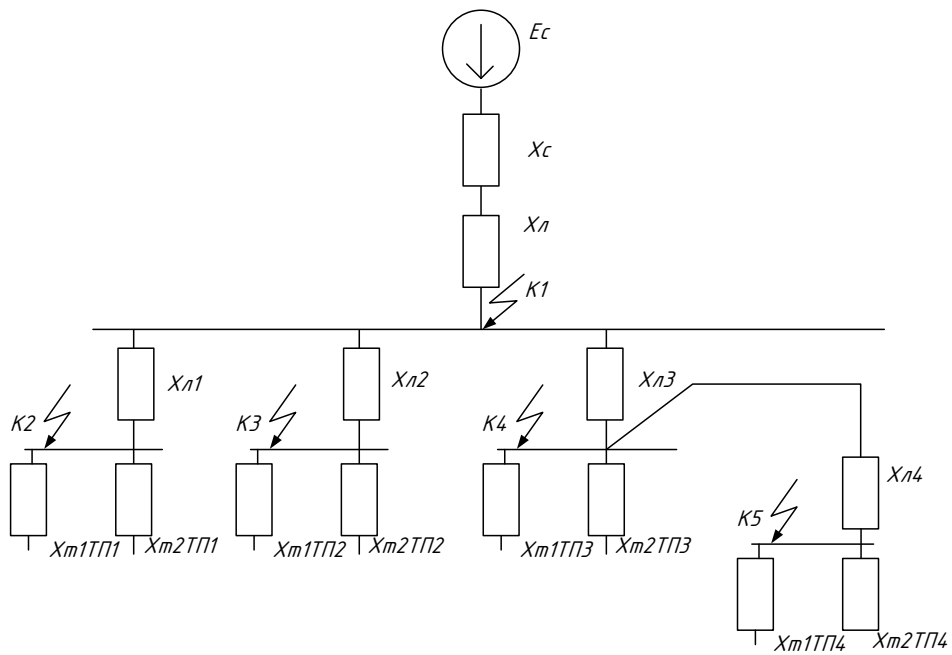


Рисунок 5 – Схема замещения

В точке К1 считается трехфазное и однофазное КЗ, в остальных точках - трехфазное.

Находим параметры схемы замещения.

Производим приближенный расчет в относительных единицах, для краткости обозначение «\*» опускаем.

Принимаем базисные условия  $S_{\bar{o}} = 100$  МВА,  $U_{\bar{o}} = 10$  кВ [22].

Определим базисный ток:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}; \quad (42)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,8 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы определяется по следующей формуле [5]:

$$x_C = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{\bar{o}аз.1}}, \quad (43)$$

где  $I_{K3}^{(3)}$  - трехфазный ток короткого замыкания системы, так как не задан, то принимается равным 8,7 кА.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 8,7 \cdot 10} = 0,664.$$

Сопротивление линии [22]:

$$x_l = x_0 \cdot l_l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}аз}^2}; \quad (44)$$

$$R_l = R_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (45)$$

где  $X_0$ ,  $R_0$  - удельные соответственно индуктивные и активные сопротивления провода, Ом/км;

$L$  - длина участка сети 10 кВ, км.

$$x_{л} = 0,325 \cdot 0,585 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,19.$$

$$R_{л} = 0,64 \cdot 0,585 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,374.$$

$$x_{л2} = 0,099 \cdot 0,395 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,039.$$

$$R_{л2} = 1,24 \cdot 0,395 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,49.$$

$$x_{л3} = 0,099 \cdot 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,02.$$

$$R_{л3} = 1,24 \cdot 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,248.$$

$$x_{л4} = 0,099 \cdot 0,175 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,017.$$

$$R_{л4} = 1,24 \cdot 0,175 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^6} = 0,217.$$

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1:

$$X_{экв1} = X_{л} + X_{с}; \tag{46}$$

$$R_{экв1} = R_{л}; \tag{47}$$

$$X_{экв1} = 0,664 + 0,19 = 0,854.$$

$$R_{экв1} = 0,374.$$

Находим периодическую составляющую  $K^{(3)}$  в точке К1 [5]:

$$I_{a.0.k1} = I_{\sigma} \cdot \frac{1}{X_{экв1}}; \tag{48}$$

$$I_{a.0.K1} = 5,8 \cdot \frac{1}{0,854} = 6,79 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\text{экв1}}}{314 \cdot R_{\text{экв1}}}; \quad (49)$$

$$T_a = \frac{0,854}{314 \cdot 0,374} = 0,017 \text{ с.}$$

Находим аperiodическую составляющую  $K^{(3)}$  в точке К1 в заданный момент времени [5]:

$$i_{a.t.K1} = i_{a.0.K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_{a.K1}}}; \quad (50)$$

$$i_{a.t.K1} = \sqrt{2} \cdot 6,79 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,017}} = 5,315 \text{ кА.}$$

где  $t$  – время наступления ударного тока короткого замыкания ( $t = 0,01$  с).

Далее определяем ударный ток:

$$K_{y\partial K1} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{a.K1}}}; \quad (51)$$

$$K_{y\partial K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,017}} = 1,555.$$

$$i_{y\partial.K1} = \sqrt{2} \cdot I_{n.0.K1} \cdot K_{y\partial K1}; \quad (52)$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 6,79 \cdot 1,555 = 14,88 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К3:

$$X_{\text{экв3}} = 0,664 + 0,19 + 0,039 = 0,893.$$

$$R_{\text{экв3}} = 0,374 + 0,49 = 0,864.$$

Находим периодическую составляющую  $K^{(3)}$  в точке К3:

$$I_{a.0.K3} = 5,8 \cdot \frac{1}{0,893} = 6,5 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{0,893}{314 \cdot 0,374} = 0,018 \text{ с.}$$

Находим апериодическую составляющую  $K^{(3)}$  в точке КЗ в заданный момент времени:

$$i_{a,tK3} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,018}} = 5,264 \text{ кА.}$$

где  $t$  – время наступления ударного тока короткого замыкания ( $t = 0,01$  с).

Далее определяем ударный ток:

$$K_{y\partial K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,018}} = 1,636.$$

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1,636 = 15,66 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет подобен. Результат расчета сводится в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет токов трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{I\Gamma 0}^{(3)}$ , кА	$i_{a0}$ , кА	$i_{at}$ , кА	$I_{y\partial}$ , кА
К1	6,79	9,57	5,315	14,88
К2	6,79	9,57	5,315	14,88
К3	6,5	9,17	5,264	15,66
К4	6,636	9,357	7,455	16,812
К5	6,509	9,178	6,839	16,017

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

### 6.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Комплектные распределительные устройства на напряжение 10 кВ по способу установки в них аппаратов и приборов разделяют на два типа: КСО и КРУ.

В распределительных устройствах с камерами КСО электрооборудование, аппараты и приборы смонтированы стационарно без выдвижных элементов с частичным ограждением, а в устройствах с камерами КРУ — на выкатной тележке с выдвижными элементами, в шкафах, являющихся одновременно их сплошным защитным ограждением. Шкафы КРУ бывают одностороннеприслонного типа) и двустороннего (свободностоящие с проходами с обеих сторон) обслуживания. Камеры КСО предназначены только для одностороннего обслуживания и устанавливаются в электротехнических помещениях.

Для установки выбираем КРУ К-63 производства завода «Электроцит».

Ячейки К-63 представляют собой сварную металлическую конструкцию из гнутых стальных профилей, так же каркас ячеек может изготавливаться из оцинкованной стали с применением технологии заклепочных соединений, что значительно повышает прочность корпуса, улучшает внешний вид и антикоррозийные свойства изделия.

Ячейки К-63 состоят из основных сборочных единиц: корпуса с аппаратурой; выкатной тележки; релейного шкафа внутри которого расположены устройства защиты и автоматики, аппаратура сигнализации и

управления, приборы измерения и другие устройства вспомогательных цепей; отсека сборных шин.

Доступ в ячейки К-63 обеспечен через две двери: дверь релейного отсека, дверь отсека трансформаторов напряжения или предохранителя, Дверь трансформаторного отсека имеет смотровое окно для обзора внутренней части камер без снятия напряжения. Дверь релейного отсека является панелью, на которой смонтирована аппаратура схем вспомогательных цепей. На фасаде размещена аппаратура с задним присоединением проводов, на внутренней стороне выполнена раскладка проводов. Внутри камера освещена лампой накаливания.

Выкатная тележка представляет собой сварную конструкцию, на которой устанавливается высоковольтное оборудование различных производителей - вакуумный выключатель ВВ/TEL («Таврида Электрик»), ВБМ, ВБЭ (г. Саратов), ВБСК (г. Минусинск), определяемое схемой соединения главных цепей, и разъединяющие контакты.

Выкатной элемент может занимать относительно корпуса положение: рабочее, контрольное и ремонтное. В рабочем и контрольном положениях выкатной элемент находится в фиксированном положении.

В ремонтном положении выкатной элемент из корпуса шкафа выдвинут полностью, разъединяющие контакты главной цепи разомкнуты; выкатной элемент с установленной на нем аппаратурой может быть подвергнут осмотру и ремонту.

Ячейки К-63 оборудованы следующими блокировками:

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении выключателя.

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе; она состоит из упора, который контролирует положение вала заземляющего разъединителя и препятствует вкатыванию

выкатного элемента. Конструктивно шкаф КРУ выполнен таким образом, что включать или выключать заземляющий разъединитель возможно только в ремонтном положении выкатного элемента.

- электромагнитная блокировка, не допускающая при включенном положении заземляющего разъединителя, перемещения в рабочее положение выкатного элемента в другом шкафу КРУ, от которого возможна подача напряжения на шкаф, где размещен заземляющий разъединитель.

Цепи вторичной коммутации ячейки КРУ размещены в релейном шкафу. Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую конструкцию. Низковольтная аппаратура вторичных цепей смонтирована на панели внутри релейного шкафа либо на задней стенке релейного шкафа, либо на поворотной панели (дверь релейного шкафа).

Схемы вторичных цепей реализуются на электромеханических реле, а так же с использованием устройств микропроцессорной защиты различных производителей («Темп», «СЕРАМ», «УЗА», «MICOМ» и др.).

На фасадной стороне шкафа КРУ нанесены надписи, указывающие ее назначение, а также порядковый номер камер в соответствии с опросным листом.

Ошиновка шкафов КРУ выполнена шинами из алюминиевого сплава электротехнического назначения.

Сборные шины шкафа КРУ и ответвления от них (исключая контактные поверхности) окрашены в следующие отличительные цвета:

желтый - фаза А;

зеленый - фаза В;

красный - фаза С;

Заземляющие шины, проложенные открыто, окрашены в черный цвет.

Конструкция ячеек К-63 обеспечивает сборку камер в ряд и соединение главных цепей по сборным шинам. Сборные шины, шинные и секционные разъединители шкафов КРУ имеют с фасадной стороны сетчатые ограждения.



## 6.2 Выбор и проверка выключателя

Распределительное устройство со стороны высшего напряжения реализовано на камерах серии КСО 393АТ(В) с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10–12,5-20/630УХЛ2.

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

- напряжение установки;
- роду тока и его величине;
- конструктивное исполнение;
- коммутационная способность.

Определим максимальный расчетный ток:

$$I_{P\max} = \frac{\sqrt{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (53)$$

$$I_{P\max} = \frac{\sqrt{1092^2 + 409,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,4 \text{ A.}$$

Принимается к установке вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-20/630УХЛ2.

Проведем проверку выключателей по термической устойчивости выключателя [7]:

$$B_K = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (54)$$

$$B_K = 6,79^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 25,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, с;  $t_{отк} = 0,045$  с.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (55)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл}, \quad (56)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,071 \text{ кА},$$

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к2}^{(3)} + i_{atk2} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right). \quad (57)$$

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателя ВВ/TEL-10-12,5-20/630УХЛ2 на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 67,4 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{скв.} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд.} = 16,812 \text{ кА}$	$I_{скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер.}^2 \cdot t_{отк} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 25,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,79 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{отк.} = 12,5 \text{ кА}$		$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_{Аном.} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{At.} = 3,8 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{Аном}$

Выбирается секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин.

Расчетный ток для секционного выключателя такой же, как и для выключателя, встроенного в РУ. Для такого тока применяется вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-20/630УХЛ2 [7].

### 6.3 Выбор и проверка выключателя на отходящие присоединения

Для примера произведем выбор выключателя для магистрали ТП-1(ЦРП)-ТП2.

Максимальный расчетный ток:

$$I_{P\max} = \frac{\sqrt{427,5^2 + 138,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,97 \text{ А.}$$

Принимается для установки вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-20/630УХЛ2.

Проверка выключателей по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = 6,5^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 23,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,071 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{At}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 6,5 = 3,7 \text{ кА.}$$

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей для линии ТП-1(ЦРП)-ТП-2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 25,97 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{скв.}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} = 15,66 \text{ кА}$	$I_{\text{скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 23,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}$
$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 6,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{отк.}} = 12,5 \text{ кА}$		$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл}}$
$i_{\text{Аном.}} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 3,7 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} \leq i_{\text{Аном}}$

Для остальных присоединений выбор аналогичен, результат выбора сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор выключателей на отходящих от ЦРП линиях

Отходящее присоединение	$I_p, \text{ А}$	Марка выключателя	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$
ТП-1(ЦРП) -ТП2	25,97	ВВ/TEL-10-12,5/1000	1000
ТП-1(ЦРП) –ТП1	13,66	ВВ/TEL-10-12,5/1000	1000
ТП-1(ЦРП) -ТП3	22,51	ВВ/TEL-10-12,5/1000	1000

## 6.4 Выбор и проверка трансформатора тока

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях выбирается трансформатор тока ТОЛК-10-УХЛ1с классом точности 0,5s.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} , \quad (58)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2НОМ}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности (0,5s), Ом.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Меркурий 230 ART2	А	В	С
Варметр			-	-	-
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
Итого			7,5	7,5	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	Меркурий 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому [10]:

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K . \quad (59)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k , \quad (60)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k , \quad (61)$$

где  $r_{ПР}$  - сопротивление проводов, Ом;

$r_{2НОМ} = 30$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока, Ом.

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом},$$

где  $S_{ПРИБ}$  - мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А;  $I_2 = 5$  А.

Переходное сопротивление контактов принимается  $R_K = 0,1$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (62)$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,8} = 2,1 \text{ мм}^2$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, м;

$\rho = 0,0283$  Ом·м - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимается кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}; \quad (63)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ мм}^2.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,3 + 0,42 + 0,1 = 0,82 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 25,97 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,82 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин.} = 57 \text{ кА}$	$I_{уд} = 22,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин.}$
$B_i = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 42,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_i$

### 6.5 Выбор трансформатора напряжения

На стороне 10 кВ выбираются измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-10У2 со встроенным предохранителем [10], класс точности – 0,5.

Определяется вторичная нагрузка трансформатора напряжения для первой секции шин (для остальных аналогично), и результаты сводятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, ВА	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		8	0,1	2	1,6
Счетчик РЭ		8	0,1	2	1,6
Итого					27,2

Результаты выбора трансформатора напряжения представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Каталожные данные ЗНОЛ-10У2

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2об.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	ВА	50

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными
		1, 2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}, кВ$	10	10
$S_{2ном}, ВА$	50	27,2

### 6.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 10 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}; \quad (64)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты)

составляет – 0,5 с. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,23.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле [10]:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (65)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{12}{1,23} = 9,756 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Т-10/17,2 УХЛ [10].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле [10]:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (66)$$

где  $U$  – величина неограниченного перенапряжения, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;  $U_{ост} = 17,2$  кВ;

$Z$  – волновое сопротивление линии, Ом;  $Z = 70$  Ом;

$T$  – время распространения волны, с;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов;  $n = 2$ .

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле [10]:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (67)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения, кВ;

$k$  – коэффициент полярности;  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  – длина защищенного подхода, м.

$$U = \frac{45}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 45} = 44,204 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:



$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (68)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;  
 $c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(44,204 - 45)}{70} \cdot 45 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 32,407 \text{ кДж.}$$

Определяется удельная энергоемкость [10]:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (69)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{32,407}{10} = 3,241 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН-Т-10/17,2 УХЛ фирмы «Таврида Электрик» с удельной энергоемкостью 4,0 кДж/кВ.

### 6.7 Выбор АКБ

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используется установка постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется оперативный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток.

Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цепи.

Аккумуляторной батареи выбирают по необходимой емкости, уровню напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме

постоянного подзаряда определяется по формуле [10]:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПЗ}}; \quad (70)$$

где  $n_0$  – число основных элементов в батарее, шт;

$U_{ш}$  - напряжение на шинах, В; принимается равным 230 В;

$U_{ПЗ}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда, В  $U_{ПЗ} = 2,15$  В.

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

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

$$n_{\min} = \frac{U_{ш}}{2,16}; \quad (71)$$

$$n_{\min} = \frac{230}{2,16} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n_{\min} = \frac{U_{ш}}{1,75}; \quad (72)$$

$$n_{\min} = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ шт.}$$

Рассчитаем количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (73)$$

$$n_{\text{доб}} = 130 - 108 = 22 \text{ шт.}$$

Таким образом, типовой номер батареи  $N$  выбирается по формуле [10]:

$$N \geq 1,05 \cdot \left( \frac{I_{AB}}{J} \right); \quad (74)$$

где  $I_{AB}$  – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

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

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда [10]:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(220)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}}; \quad (75)$$

$$I_{AB} = 22,5 + 13,2 + 200 + 30 = 266 \text{ А};$$

$$N = 1,05 \cdot \left( \frac{266}{24} \right) = 12.$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству [10]:

$$46 \cdot N = I_{T.MAX}, \quad (76)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{np}, \quad (77)$$

где  $I_{np}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T.MAX} = 266 + 30 = 296 \text{ А};$$

$$552 \text{ А} \geq 270 \text{ А}.$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию [10]:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0; \quad (78)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда [10]:

$$I_{AK} \geq 5 \cdot N + I_{II}, \quad (79)$$

где  $I_{II}$  - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{AK} \geq 5 \cdot 12 + 20 = 80 \text{ А}.$$

Определяем напряжение в конце заряда [10]:

$$U_{\text{заряда}} \geq 2,75 \cdot n; \quad (80)$$

$$U_{\text{заряда}} \geq 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-12.

### 6.8 Выбор опорных и проходных изоляторов

Жесткие шины в распределительных устройствах крепятся на опорных изоляторах. Выбираем опорный полимерный изоляторы ИОЭЛ-10-8-065-00 УХЛ2.

Выбор опорных изоляторов производится по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}.$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}},$$

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

$F_{\text{доп}}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора, Н.

При горизонтальном расположении изоляторов расчетная сила [11]:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд.к1}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (81)$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м.

$$F_{\text{расч.}} = \sqrt{3} \cdot \frac{14880^2 \cdot 1,4}{2} \cdot 10^{-7} = 26,8 \text{ Н.}$$

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [11]:

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (82)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot 1000 = 6000 \text{ Н},$$

$$26,8 \text{ Н} \leq 6000 \text{ Н}.$$

Так как все условия выполняются, то изоляторы выбраны правильно.

Выбор проходных изоляторов на стороне НН. Выбирается изолятор ИП-10/400-3,75 УХЛ2 [11].

По аналогичным условиям проверяются и проходные изоляторы, только добавляется условие выбора по номинальному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}. \quad (83)$$

Расчетная сила находится по формуле [11]:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{уд.к1}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (84)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14880^2 \cdot 1,4}{0,25} \cdot 10^{-7} = 107,2 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{расч} = 107,2 \text{ Н}$	$F_{дон} = 4800 \text{ Н}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$
$I_{расч} = 67,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$

## 6.9 Выбор ошиновки

В РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах

рекомендуются шины коробчатого сечения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 – 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных изоляторах [10].

В КРУ 6 – 10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток [10]:

$$I_{расч.} = 67,4 \text{ А.}$$

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем алюминиевые шины АД31Т1 прямоугольного сечения 40×4 мм с длительно допустимым током 480 А.

Для выбора шин должно выполняться условие нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{расч} \leq I_{доп} \text{ А.} \tag{85}$$

$$67,4 \text{ А} \leq 480 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Проверяем шины на термическую устойчивость.

Минимальное сечение по условию термической стойкости [11]:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \tag{86}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{47,2 \cdot 10^6}}{90} = 76,3 \text{ мм}^2.$$

где  $C = 90$ - для алюминиевых шин и кабелей;

$q$  – поперечное сечение шины, мм<sup>2</sup>;

$q_{min}$  – минимальное сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$B_k$  - расчетный импульс квадратичного тока КЗ, кА<sup>2</sup>·с.

$$q_{min} < q_{станд}, \tag{87}$$

$$76,3 \text{ мм}^2 \leq 160 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц [10]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (88)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями изоляторов;

$J$  - момент инерции.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (89)$$

$$J = \frac{0,16 \cdot 10^3}{12} = 13,3 \text{ см}^2;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{13,3}{8}} = 1,1 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1 \text{ м.}$$

Таким образом, принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1 м.

Механический расчет однополосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению [10]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд.к1}^2}{a} \text{ Н/м}, \quad (90)$$

где  $a$  - расстояние между фазами,  $a = 25$  см;

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{14880^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 153,2 \text{ Н.}$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент Нм (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах) [10]:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (91)$$

где  $l$  - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции, м;  $l = 1$  м.

$$M = \frac{355,75 \cdot 1^2}{10} = 35,58 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд.кл}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (92)$$

где  $W$  - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_a = \frac{0,16 \cdot 10^2}{6} = 2,67 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22660^2 \cdot 1^2}{2,67} = 3,33 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

т.е  $3,33 \text{ МПа} < 89 \text{ МПа}$  (для шины марки АДЗ1Т1), а также

$$\sigma_{\text{доп}} < 0,7 \sigma_{\text{разр}},$$

то есть  $89 < 0,7 \cdot 130 = 91$ .

Условия механической прочности соблюдены.

### **6.10 Выбор трансформаторов собственных нужд**

В КТПН предусмотрено отопление, питание внутреннего освещения напряжением 220 В, 50 Гц и переносного освещения – 36 В, 50 Гц. Для вентиляции и охлаждения силовых трансформаторов в КТПНУ до 2500 кВА устанавливаются вентиляторы. По заказу в КТПНУ устанавливается система противопожарной сигнализации, охранная сигнализация и кондиционер.

Для предотвращения образования водяного конденсата внутри помещения подстанции, поддержания заданной температуры окружающего воздуха и обеспечения нормальных условий работы оборудования в отсеках распределительных устройств предусмотрена установка обогревателей, которые могут быть оснащены термостатами для работы в ручном или автоматическом режиме.

Для поддержания естественного микроклимата и отвода излишков тепла из помещения подстанции в летний период предусмотрены системы



естественной и принудительной вентиляции. Корпус КТП имеет отверстия естественной вентиляции, закрытые решетками жалюзи, которые обеспечивают степень защиты встроенного оборудования IP 43. При установке трансформаторов мощностью более 1000 кВА, обладающих большим тепловыделением, дополнительно в двери трансформаторной камеры монтируются вентиляторы. Управление вентиляторами осуществляется термодатчиками, которые крепятся с внутренней стороны над дверьми камеры трансформатора.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с. н. выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции [3].

Расчетная суммарная мощность ТСН определится по выражению [18]:

$$S_{расч} = k_c \cdot P_{с.н.},$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;  $k_c = 0,8$ ;

$P_{с.н.}$  – расчетная нагрузка всех присоединенных электроприемников, кВт; для ТП-1 (ЦРП)  $P_{с.н.} = 6,0$  кВт.

$$S_{расч.} = 0,8 \cdot 6,0 = 4,8 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле [18]:

$$S_{тсн.расч} = \frac{S_{расч}}{N_{с.н.} \cdot \beta_3},$$

где  $N_{с.н.}$  – число трансформаторов СН, принимаем равным 2.

$$S_{ТСНрасч} = \frac{4,8}{2 \cdot 0,7} = 0,8 \cdot 6,0 = 3,5 \text{ кВА.}$$

Выбирается два трансформатора масляных типа ТМ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 7.1 Назначение релейной защиты

Основным назначением устройств релейной защиты является выявления в сети короткого замыкания и автоматическое отключение поврежденного элемента от остальной неповрежденной части сети воздействием на соответствующий выключатель. Кроме того, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

Надежность работы электрических сетей может быть значительно повышена применением устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты предъявляются требования:

- селективности (избирательности), что подразумевает способность защиты правильно определять место повреждения и отключать ближайший к месту повреждения выключатель;
- быстродействия, т.е. отключения поврежденного участка с минимально возможным временем;
- чувствительности, т.е. способности защиты реагировать на возникшее короткое замыкание в зоне ее действия;
- надежности.

Перечисленные требования должны быть положены в основу выбора принципов, расчетами выполнения схем защиты.

Устройства автоматического включения резервного источника (АВР) предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения.

Применяют различные схемы АВР, однако все они должны удовлетворять изложенным ниже основным требованиям:

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине, и наличии нормального напряжения на другом, резервном для данных потребителей источнике питания.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3. Обладать однократностью действия, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного источника.

## 7.2 Релейная защита секционного выключателя

Применяется максимальная токовая защита с ускорением после АВР.

Номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}; \quad (93)$$

$$I_{ном} = \frac{1,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 0,032 \text{ кА.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки секции шин [9]:

$$X_{нагр} = \frac{X_{нагр} \cdot U_n^2}{S_{ном} \cdot K_q}; \quad (94)$$

$$X_{нагр} = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{1,2 \cdot 0,92} = 3,5 \text{ Ом.}$$

Ток самозапуска одной секции [9]:

$$I_{с.зн} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot (X_{срез.мах} + X_{нагр})}; \quad (95)$$

$$I_{с.зн} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,18 + 3,5)} = 1,03 \text{ кА.}$$

Коэффициент самозапуска [9]:

$$K_{сзн} = \frac{I_{сзн}}{I_{ном} \cdot K_q}; \quad (96)$$

$$K_{сзн} = \frac{1,03}{0,032 \cdot 0,92} = 5,71.$$

Максимальный нагрузочный ток [9]:

$$I_{нагр.маx} = K_{\text{ч}} \cdot K_{сзн} \cdot I_{ном} + K_{\text{ч}} \cdot I_{ном}; \quad (97)$$

$$I_{нагр.маx} = 0,92 \cdot 5,71 \cdot 0,032 + 0,92 \cdot 0,032 = 1,21 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot I_{нагр.маx}}{0,85}; \quad (98)$$

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 69,4}{0,85} = 98,0 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.з}}{n_{рл}}; \quad (99)$$

$$I_{ср} = \frac{98,0}{200/5} = 2,45 \text{ А.}$$

Принимаем значение тока уставки 4,5 А.

Минимальный ток двухфазного короткого замыкания [1]:

$$I_{\kappa}^{(2)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad (100)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = 6,79 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,9 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{ср.з} = \frac{200}{5} \cdot 2,45 = 98 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности [8]:

$$K_{\text{ч.мтз}} = \frac{I_{\kappa \text{ min}}}{I_{ср.з}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{ср.з}}; \quad (101)$$

$$K_{\text{ч.мтз}} = \frac{5900}{98} = 6,02 > 1,5.$$

### 7.3 Релейная защита вводного выключателя РУ 10 кВ

Определим ток срабатывания защиты [9]:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_{зап} \cdot K_3 \cdot I_{ном}}{K_6}, \quad (102)$$

где  $K_{зап}$ ,  $K_3$ ,  $K_6$  – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ( $K_{зап}=1,2$ ,  $K_3=1,2$  и  $K_6=0,85$  для Сириус -2Л).

$I_{ном}$  – номинальный ток, равный 1960 А.

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 1960 = 3320,5 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{к}^{(2)} = 6,79 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,9 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1}{200/5} \cdot 3320,5 = 8,3 \text{ А.}$$

Принимаем значение уставки, равное 8,5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I_{ср.мтз} = \frac{K_m}{K_{сз}} \cdot I_{уст}; \quad (103)$$

$$I_{ср.мтз} = \frac{200/5}{1} \cdot 8,5 = 2400 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{5900}{2400} = 2,45 > 1,5.$$

В данном случае защита чувствительна и ее стоит принять к исполнению.

Рассчитываем токовую отсечку.

Рассчитаем ток срабатывания защиты [9]:

$$I_{с.то} = k_3 \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (104)$$

где  $k_3$  - коэффициент защиты;  $k_3 = 1,3$ ;

$I_k^{(3)}$  – трехфазный ток в конце линии

$$I_{c.mo} = 1,3 \cdot 6,79 = 8,83 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{1}{200/5} \cdot 8830 = 15,7 \text{ А.}$$

Принимаем значение уставки равное 17 А.

Уточняем ток срабатывания защиты

$$I_{mo} = \frac{200/5}{1} \cdot 17 = 8830 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующим формулам [9]:

$$k_{ч2.mo} = \frac{I_n^{(2)}}{I_{c.mo}} \geq 2, \tag{105}$$

где  $I_n^{(2)}$  – двухфазный ток КЗ в начале линии.

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_n^{(2)} = 6,79 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1,96 \text{ кА,}$$

$$k_{ч2.mo} = \frac{1,96}{8,83} = 0,22 \leq 2.$$

#### 7.4 Защита кабельной линии 10 кВ

В системах электроснабжения токовая защита выполняется либо одноступенчатой (на основе максимально токовой), либо двухступенчатой (на основе токовой отсечки без выдержки времени и максимальной токовой защиты).

Одноступенчатая защита на основе максимальной токовой с зависимой от тока характеристикой выдержки времени применяется наиболее часто для линий, питающих одну или несколько ТП 10/0,4 кВ, а также в тех случаях, когда обеспечивается лучшее согласование рассматриваемой защиты с защитами электроприемников. Защиту выполняют на базе блока

микропроцессорной: «Сириус-В» – защита ввода; «Сириус-Л» – защита отходящей линии. Указанные устройства РЗА научно-производственного объединения фирмы “Радиус”, г. Москва, использование в данных устройствах современной микропроцессорной электронной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты.

Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_b} \cdot I_{нагр}, \quad (106)$$

где  $K_{зан}$ ,  $K_z$ ,  $K_b$  – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ( $K_{зан}=1,2$ ,  $K_z=1,2$  и  $K_b=0,85$  для Сириус -2Л).

$I_{нагр}$  - ток, протекающий по КЛ отходящего присоединения, А [9]:

$$I_{ном} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}; \quad (107)$$

$$I_{ном} = \frac{1,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 69,4 \text{ А};$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 69,4 = 117,6 \text{ А}.$$



Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{с.ммз}}}{k_m}; \quad (108)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{117,6}{200/5} = 2,9 \text{ А.}$$

Принимаем уставку равную 4,5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{200/5}{1} \cdot 4,5 = 180 \text{ А.}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = 8,51 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,4 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.ммз}} = \frac{5800}{200} = 29 > 1,5.$$

Рассчитаем токовую отсечку.

Рассчитаем ток срабатывания защиты [9]

$$I_{\text{с.то}} = I_{\text{к}}^{(3)} \cdot k_H, \quad (109)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{\text{к}}^{(3)}$  – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{\text{с.то}} = 6,79 \cdot 1,2 = 8,15 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [1]:

$$k_{\text{ч2.то}} = \frac{I_{\text{н}}^{(2)}}{I_{\text{с.то}}} \geq 2, \quad (110)$$

где  $I_{\text{н}}^{(2)}$  – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 6,79 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,9 \text{ кА}.$$

$$k_{\text{ч2.то}} = \frac{5,9}{8,15} = 0,72 < 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к  $K_{\text{ч}} < 2$ .

## 8 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

К искусственным заземлителям относятся горизонтальные и вертикальные заземлители. Заземлитель характеризуется стационарным сопротивлением, по которому стекает в землю ток промышленной частоты.

Расчет заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, т. к. заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по ПУЭ.

Предполагается сооружение заземлителя с внешней стороны здания с расположением вертикальных электродов по периметру.

В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 12 мм и длиной 5 м, которые забивают в грунт. Верхние концы электродов располагают на глубине  $t = 0,7$  м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды углового типа размером 40×4 мм и соединяют при помощи электросварки. Оборудование подстанции занимает площадь 6,4×6,2 м.

Согласно ПУЭ сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом, поэтому в качестве расчетного принимается  $R_3 = 4$  Ом.

Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей – по периметру с расстоянием между вертикальными электродами 3 м.

Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимается равным допустимому

сопротивлению заземляющего устройства  $R_{II} = R_3 = 4 \text{ Ом}$ .

Определяются расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$r_{pz} = r_{уд} \cdot K_{nz} = 100 \cdot 3,5 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad (111)$$

$$r_{pe} = r_{уд} \cdot K_{ne} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (112)$$

где  $r_{уд}$  – удельное сопротивление грунта (суглинок)  $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

$K_{nz}$  и  $K_{ne}$  – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, принятые для климатической зоны 2.

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле [20]:

$$R_{o.в.э.} = \frac{r_{pe}}{2\pi \cdot l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right) = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,2+1}{4 \cdot 3,2-1} \right) = 32,2 \text{ Ом}.$$

Определяется примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{и.в.} = 0,65$  (отношение расстояния между электродами к их длине равно 2, ориентировочное число электродов составляет 12).

$$N = \frac{R_{o.в.э.}}{K_{и.в.} \cdot R_u} = \frac{32,2}{0,65 \cdot 4} = 12,38 \quad (113)$$

Определяется расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{p.г.э.} = \frac{r_{pg}}{K_{иг} \cdot 2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2}{b \cdot t} = \frac{350}{0,38 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 25,5} \cdot \ln \frac{25,2^2}{0,012 \cdot 3,2} = 60 \text{ Ом}, \quad (114)$$

где  $K_{иг} = 0,38$  – коэффициент использования горизонтальных электродов;

$l = 25,2 \text{ м}$  - длина горизонтального электрода по периметру контура заземления.

Уточняется необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{вз} = \frac{R_{pgэ} \cdot K_{и}}{R_{pgэ} - K_{и}} = \frac{60 \cdot 4}{60 - 4} = 4,2 \text{ Ом}. \quad (115)$$

Определяется число вертикальных электродов при коэффициенте

использования  $K_{уву} = 0,66$  при  $N = 10$  и  $l = \frac{p/10}{2} = 1,26$

где  $p = 25,2$  м – периметр контура расположения электродов:

$$N = \frac{R_{овз}}{K_{иву} \cdot R_{вз}} = \frac{32,2}{0,66 \cdot 4,2} = 12.$$

Окончательно принимается к установке 12 вертикальных электродов, расположенных по контуру ТП. Находится сопротивление растеканию принятого группового заземлителя.

$$R = \frac{4,2 \cdot 60}{4,2 \cdot 0,66 \cdot 12} + 60 \cdot 0,38 = 4 \text{ Ом.}$$

Это значение удовлетворяет условиям ПУЭ, поэтому окончательно принимается 12 вертикальных электродов, расположенных по контуру ТП.

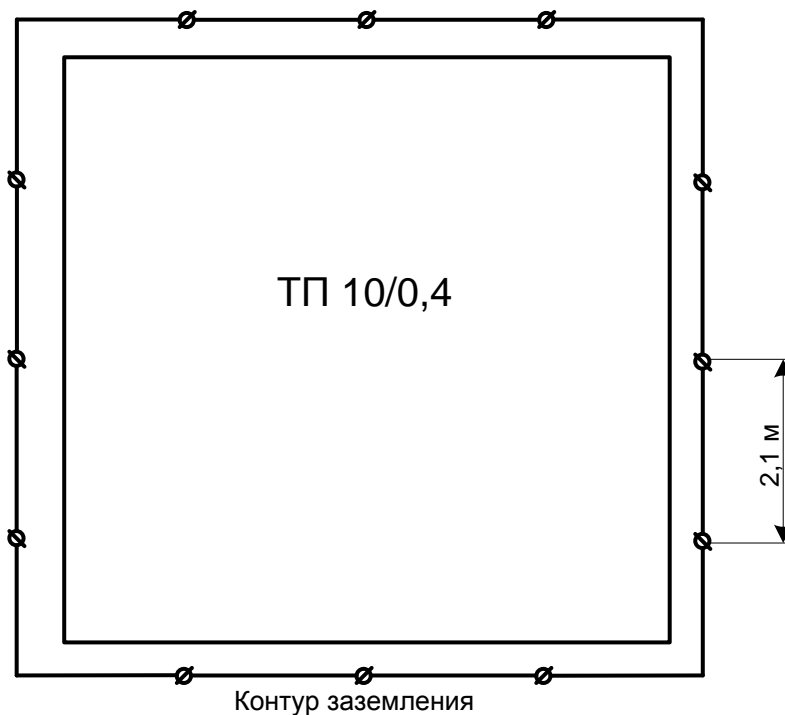


Рисунок 6 - План контура заземления

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 молниезащита трансформаторных подстанций запроектирована по III категории, принятые решения соответствуют «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и

промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 II категории с Кпум.  
= 0,95.

Металлическая оболочка контейнера и крыши комплектной ТП имеют жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, поэтому специальных мер для молниезащиты комплектной ТП не требуется в соответствии с п.3.2.1.2 СО 153-34.21.122-2003.

Для установок напряжением до и выше 1000 В принимается общая система заземления.

Удельное сопротивление грунта принято равным  $\rho = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Общее сопротивление заземляющих устройств по ПУЭ п. 1.7.96 не должно превышать 10 Ом в любое время года.

Внутренний контур заземления комплектной ТП выполняется заводом-изготовителем и соединяется с общим наружным контуром заземления сваркой. Металлические конструкции комплектной ТП, металлические лестницы присоединяются сталью к контуру заземления не менее чем в двух точках сваркой.

Наружный контур заземления состоит из вертикальных и горизонтальных заземлителей. В грунт погружаются электроды заземления - омедненные стальные стержни  $D = 14,2 \text{ мм}$ , общей длиной 25 м на глубину 25,7 м и на 0,7 м от планировочной отметки земли и соединяются между собой горизонтальным заземлителем — полосовой сталью горячего оцинкования 40x4 мм.

Все контактные соединения при устройстве контура заземления производятся сваркой, высота сварных швов 6мм, длина не менее 2d электрода заземления.

В проекте предусмотрена защита от прямого и косвенного прикосновения.

Защита от прямого прикосновения обеспечивается исполнением электрооборудования и кабельных прокладок.

Для защиты от косвенного прикосновения предусмотрено зануление

электроустановок, нормально не находящихся под напряжением и системой уравнивания потенциалов.

На вводах в здание выполнена система уравнивания потенциалов. В качестве ГЗШ («Главная заземляющая шина») используется шина РЕ в РУ-0,4 кВ в ТП.

Металлическая броня кабелей и металлические корпуса электрооборудования должны быть заземлены.

Для заземления опор (14 шт) у каждой опоры предусмотрена установка двух электродов 3 м и их соединение с фланцем опоры оцинкованной стальной полосой 40х5мм. В качестве молниеприемника используется стальной штырь на верху опоры, а в качестве токоотвода - сама опора.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При проектировании электроэнергетических объектов необходимо руководствоваться такими критериями как безопасность и экологичность. Также необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций.

Реализация целей данного дипломного проекта предусматривает полную реконструкцию системы электроснабжения аэропорта города Зея Амурской области.

### 9.1 Безопасность

**Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:**

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады

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

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие



ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты, проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

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

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

### **Безопасность при работе с кабельными линиями**

В соответствии с ПТБ, при работе с кабельными линиями (их монтаже, ремонте и демонтаже) следует выполнять следующие требования:

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями

барабана. Необходимо также перед началом перемотки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливаются угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на закрепление конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время натяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие натяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру.

Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

## **9.2 Экологичность**

При размещении энергетических объектов, таких как подстанции и т.д. на стадии проектирования должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения.

Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление строительства до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию вредных экологических объектов.

### *- Отвод земель под ТП*

Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая [14]:

- Комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью от 160 до 630 кВА – 80 м<sup>2</sup>;

- Комплектные подстанции с двумя трансформаторами мощностью 1000 кВА – 100 м<sup>2</sup>;

После реконструкции системы электроснабжения аэропорта г. Зея определено следующее количество ТП:

- одна ТП мощностью 1000 кВА,
- две ТП мощностью 400 кВА,
- две ТП мощностью 630 кВА.

Все ТП являются двухтрансформаторными. Таким образом, под них отводится:

- для ТП с трансформаторами по 400 кВА

$$S = 2 \cdot 80 = 160 \text{ м}^2;$$

- для ТП с трансформаторами по 630 кВА

$$S = 2 \cdot 80 = 160 \text{ м}^2;$$

- для ТП с трансформаторами по 1000 кВА

$$S = 1 \cdot 100 = 100 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь земельных участков отводимая под все ТП составляет 420 м<sup>2</sup>.

К установке рекомендованы сухие трансформаторы, поэтому утечки трансформаторного масла в почву исключены.

### **9.3 Чрезвычайные ситуации**

В дипломном проекте на территории аэропорта г. Зея установлены ТП 10/0,4 кВ. Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению выключателей и т.д.

Порядок действий при получении звонка на диспетчерский пункт от очевидца возгорания трансформаторной подстанции:

1. Дежурный диспетчер должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, оперативно выездной бригаде, а также в пожарную охрану (МЧС России);

2. Дежурный электромонтер ОВБ должен аварийно отключить напряжение (разъединитель 10 кВ соответствующей ячейки);

3. До прибытия подразделений МЧС России руководителем тушения пожара является дежурный электромонтер ОВБ, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

4. Перед началом тушения пожара необходимо убедиться в отсутствии напряжения;

5. Принять меры по ликвидации пожара средствами пожаротушения.

Для ликвидации огня необходимо применять углекислотные, порошковые или хладоновые огнетушители. Не допускается тушение пенными огнетушителями. Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений пожарной охраны МЧС России и персонал энергопредприятия обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;

Личному составу подразделений МЧС России и персоналу запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие

операции с электрооборудованием;

- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

6. Дежурный электромонтер должен произвести записи в оперативных журналах;

7. Запрещается включать электроустановку до расследования причины возгорания и производства ремонтных работ [15].

Анализ пожарной опасности производства включает в себя: оценку пожароопасных свойств веществ, выявление возможных причин пожара и путей его распространения, разработку систем предотвращения возникновения пожара и противопожарной защиты, организационно-технические мероприятия по пожарной безопасности.

- Составить полный перечень пожароопасных веществ и дать оценку их пожарной опасности по ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».

- Указать возможные причины пожара. Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера (неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции, нарушение технологического процесса и т. п.) и электрического (короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, статическое электричество, большие переходные сопротивления).

Пожарная безопасность обеспечивается согласно ГОСТ 12.1.004-91\* ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» системой предотвращения пожара, системой противопожарной защиты и организационно-техническими мероприятиями.

В соответствии с темой проекта указать конкретные мероприятия по пожарной безопасности, включающие:

- максимально возможное применение негорючих веществ;
- применение электрооборудования соответствующего исполнения;

- применение в конструкции быстродействующих устройств защитного отключения возможных источников зажигания;
- применение оборудования, удовлетворяющего требованиям по электростатической безопасности;
- применение средств пожаротушения (ППБ 01-93 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»);
- применение пожарной сигнализации;
- применение строительных конструкции зданий ЗРУ, цехов, кабельных каналов с регламентируемыми пределами огнестойкости и пределами распространения огня (СНиП 21-07-96 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»);
- устройство маслоприемников для трансформаторов или выключателей;
- эвакуацию людей (установить количество, размеры и исполнение путей эвакуации);
- обучение работающих;
- разработку мероприятий на случай возникновения пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассматривался вопрос реконструкции системы электроснабжения Аэропорта «Зея» г. Зея Амурской области. Были приняты следующие решения.

Произведен пересчет нагрузок объектов, находящихся на территории аэропорта.

Разработана схема внутреннего электроснабжения аэропорта, выбраны кабельные линии и трансформаторы с увеличением числа трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с двух до 4.

По расчетным нагрузкам выбраны герметичные силовые трансформаторы, размещаемые в комплектных трансформаторных подстанциях. Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ выполнены двухтрансформаторными, что связано с категорийностью потребителей.

На шинах ЦРП подключено комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-61 с вакуумными выключателями серии ВВ/TEL-10, с двумя секциями шин.

В разделе “Релейная защита” защита для отходящих кабельных линий предложены: токовая отсечка, МТЗ. Применена микропроцессорная защита вводного выключателя КРУ 10 кВ Сириус – 2Л.

Схема системы электроснабжения выбрана по результатам проведенного технико-экономического сравнения двух вариантов сети – по радиальной схеме и по комбинированной.

Рассмотрены правила техники безопасности при работе с кабельными линиями.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. - М.:, 2001. – 36 с.
2. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с.
3. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. - М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.
4. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 268 с.
5. Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
6. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Под ред. Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 208 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П.Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 609 с.
8. Алексеев, В.С. Реле защиты / В.С. Алексеев и [др.]. – М.: Энергия, 2006. – 464 с.
9. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электрических систем / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 158 с.
10. Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
11. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д.

Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

12. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков. – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.

13. Уровень инфляции РФ с 1992 года [Электронный ресурс]. URL: [http://уровень-инфляции.рф/таблица\\_инфляции.aspx/](http://уровень-инфляции.рф/таблица_инфляции.aspx/) (дата обращения 16.05.2015).

14. Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

15. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 176 с.

16. Емельянцева, А. Релейная защита сетей. Ступени селективности / Новости электротехники. – 2006. – 49 с.

17. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Строительное производство. Электромонтажные и наладочные работы.

18. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2009. - 392 с: ил.

19. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.

20. Долин, П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 286 с.

21. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.

22. Наумов, И.В. Электроснабжение: учебное пособие / И. В. Наумов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 381 с.