


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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 17 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы электроснабжения под тяжелый класс ракет Ангара
технического комплекса площадки 2.1 космодрома Восточный

Исполнитель
студент группы 542 -об 4


17.06.19
подпись, дата


С.В. Ерохина

Руководитель
профессор,
канд. техн. наук


17.06.19
подпись, дата

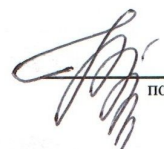
Ю.В. Мясоедов

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


17.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


17.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Сможиной Вениамины
Владимировны

1. Тема бакалаврской работы: Развитие системы электроснабжения
подстанции 2.1 космодрома Восточный
(утверждено приказом от 04.04.19 № 459-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 5.06.2019

3. Исходные данные к бакалаврской работе: материалы по предметной
практике, проектная документация КЧ - «Восточной».

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

Проанализировать проектную документацию, выявить
недостатки и предложить пути их устранения.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - листы
таблицы и т.д.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) консультант по безопасности и экологичности
д.б. Буцаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Михаилов Ю.В., к.т.н. профессор 

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с, 112 формул, 10 рисунков, 29 таблиц, 23 источника.

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

В данной работе было выполнено проектирование систем внешнего электроснабжения технического комплекса площадки 2.1 космодрома «Восточный», при эксплуатации тяжелого класса ракет «Ангара». В ходе произведенной работы были найдены расчетные токи и токи КЗ, также был произведен выбор оборудования и его проверка на всех установленных подстанциях. Выполнен расчет заземления трансформаторной подстанции. Выполнен экономический расчет. Рассмотрена безопасность и экологичность при установки ТП.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Основное описание проектируемого района	11
1.1 Характеристика проектируемого района	11
1.2 Схема действующего электроснабжения	12
1.3 Подробное описание нынешней системы электроснабжения технического комплекса	15
2 Расчет электрических нагрузок потребителей	17
2.1 Нахождение расчетных электрических нагрузок	17
2.2 Расчет осветительной нагрузки	21
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	24
3.1 Выбор силовых трансформаторов	24
3.2 Компенсация реактивной мощности	27
4 Определение сечения проводников	30
4.1 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	30
5 Расчет токов короткого замыкания	35
5.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания	35
5.2 Расчет однофазного КЗ	39
6 Выбор схемы и конструкции ЦРП	42
7 Выбор и проверка электрических аппаратов	44
7.1 Выбор предохранителей	44
7.2 Выбор автоматических выключателей	46
7.3 Выбор и проверка электрических аппаратов	48
7.4 Выбор комплектного распределительного устройства	50
7.5 Выбор выключателей	53
7.6 Выбор трансформаторов тока	55
7.7 Выбор трансформатора напряжения	56
7.8 Выбор ограничителей перенапряжения	59

7.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	62
8	Выбор устройства релейной защиты	64
8.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений ЦРП 10 кВ	64
8.2	Релейная защита вводного выключателя ЦРП 10 кВ	72
8.3	Релейная защита секционного выключателя	74
8.4	Автоматический ввод резерва	75
8.5	Автоматического повторное включение	76
9	Заземление	79
9.1	Расчет заземления	79
10	Экономический расчет	84
10.1	Расчет капиталовложений	84
10.2	Потери электроэнергии	85
10.3	Расчет издержек	86
10.4	Приведенных затраты	87
11	Безопасность и экологичность	91
11.1	Безопасность	91
11.2	Расчет шумового воздействия трансформатора	95
11.3	Экологичность	97
11.4	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	102
	Библиографический список	103

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЦ – космический центр

ВКР – выпускная квалификационная работа

ТК – технический комплекс

КА – космический аппарат

РН - ракетоноситель

ЭП – электропотребитель

КЛ – кабельная линия

ТТ – трансформатор тока

КЗ – короткое замыкание

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ГПП – главная понизительная подстанция

ОЗЗ – однофазные замыкания на землю

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ТП – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ПП – прямая последовательность

ОП – обратная последовательность

СН – собственные нужды

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» построен на Дальнем востоке, а именно в Амурской области, начало строительства осуществилось по приказу президента Российской Федерации В.В. Путина.

Основная причина построения космодрома «Восточный», обеспечение независимого доступа в космос и минимизация затрат на уже построенный космодром «Байконур».

Помимо этого, траектория запущенных ракет с космодрома «Восточный» не проходит над плотно населёнными районами, что является одним из главных преимуществ с точки зрения безопасности. Еще одной из причин строительства, является развитие и повышение социально – экономической обстановки на Дальнем Востоке.

28 апреля 2016 года была запущена первая ракета – носитель «Союз» с космодрома «Восточный». После успешного запуска РН «Союз», на орбиту Земли было выведено три искусственных спутника.

Не смотря на все успехи, развитие космодрома на этом не заканчивается, на сегодняшний день идет создание наземной космической инфраструктуры под тяжелый класс ракет «Ангара».

Космодром «Восточный», находящийся на территории Амурской области, это огромный большой комплекс со своей инфраструктурой. Функционирование, которой зависит от многих критериев. Один из основных, и, пожалуй, самым важным является её электроснабжение, которому нужно уделить особое внимание, потому что от качественного электроснабжения зависит работа всего космодрома.

На этапе проектирования систем внешнего электроснабжения объектов наземной космической инфраструктуры необходимо предусмотреть исключительность Восточного, а также опыт при создании систем электроснабжения космодромов Байконур и Плесецк.

На начальном этапе проектирования систем электроснабжения должно учитывать огромное количество факторов. Основными из них являются:

- Категории объектов электроснабжения;
- Характеристика района;
- Характеристика окружающей среды;
- Пожароопасность;
- Наличие химически вредных веществ;

Главной целью выпускной квалификационной работы является усовершенствование нынешней системы внешнего электроснабжения, способную реализовать качественную и бесперебойную работу объектов, находящихся на КЦ «Восточный», при помощи внедрения в схему электроснабжения нового оборудования.

Выполняемые задачи в ВКР:

- Подбор (выбор) и проверка трансформаторов на подстанциях технического комплекса площадки 2.1;
- Выбор оборудования на подстанциях технического комплекса;
- Выбор оборудования на монтажно – испытательном корпусе ракеты носителя (МИК РН);
- Выбор установок релейной защиты;

Данная выпускная квалификационная работа актуальна тем, что ближайшее время планируется постройка новой площадки стартового комплекса рассчитанный для тяжёлого класса ракет «Ангара». Также персонал космодрома «Восточный» решает проблему качества и надежности электроснабжения КЦ.

Получение системы электроснабжения, которая обеспечит надежную и качественную работу технического комплекса площадки 2.1 во время эксплуатации тяжелого класса ракет «Ангара» с заявленной мощностью 6 МВт, является ожидаемым результатом данной выпускной квалификационной работы.

Разработка проекта проводилась в соответствии с нормативными документами такими как: «Правила эксплуатации электрооборудования», «Правила технической эксплуатации» и др., а также с проектами, разработанными материалами для ФГУП «ЦЭНКИ» - КЦ «Восточный».

При проведении моего дипломного проекта использовались программы, такие как: MicrosoftWord 2013, MicrosoftVisio 2013, MathType 5, Mathcad 15.0.

1 ОСНОВНОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1.1 Характеристика проектируемого района

Космодром «Восточный» находится в Свободенском районе, который располагается в части юго-запада Амурской области. Центром Свободенского района является г. Свободный; Центром области является г. Благовещенск. На северо – востоке граничит с Мазановским, на северо - запад Шимановским, Благовещенским районами на юге и КНР с западной стороны.

- Климат района носит муссонный характер. В основном это ощущается зимой, в это время года преобладает сухой и холодный воздух, который вторгается на территорию области, в следствии чего зима малоснежная и холодная с совокупностью с ясной погоды. Летом воздушные потоки с Тихого океана, принося облачную и дождливую погоду. Весна и осень являются переходными периодами.

- Подверженность землетрясениям район оценивается не более шести баллов в соответствии с СНИП-П-7-81;

- Установленная скорость ветра при высоте до 10 м над поверхностью земли с повторением за период десяти лет составляет: один раз в десять лет – 29 м/сек;

- Район по гололёду – II, ширина льда, образуемого гололеда на высоте 10м над поверхностью земли с повтором один раз в десять лет – 10 мм;

- Температура воздуха холодной пятидневки – «39°С»;

- Установленное промерзание почв типа глины и суглинок составляет 234 см, для песка и супесей – 284 см;

- Предприятий, которые загрязняют атмосферу в данный момент на территории не имеется;

Важно отметить, что на территории Свободенского района ведется строительство газоперерабатывающего завода, ввод в эксплуатацию которого намечен на 2021 год.

Технический комплекс космодрома «Восточный» - объект проектирования. Расположен в 20 км от г.Циолковский.

Литологический разрез (сверху-вниз) на площадке построения представлен следующими видами грунтов:

- Почвенно – растительный слой от общего состава земли составляет 0,2 м;
- Глубина при литологическом разрезе почвы, почва «суглинок» средней твердости средней влажности составляет примерно 1,7 м;
- глубину вскрытия 7 м составляют пески средней плотности, а также в состав входит различный их тип, средней крупности и пылевые пески.

250 метров, это высота над уровнем моря.

1.2 Схема действующего электроснабжения

На сегодняшний день космодром «Восточный» получает и передает энергию от удаленных источников питания. Передача и распределение электрической энергии происходит с помощью линий электропередач на напряжение 220, 110 кВ. передача электрической энергии потребителям происходит по кабельным линиям электропередач напряжением 10 кВ. Энергия поступает на стартовый комплекс, технический комплекс, промзону и другие объекты наземной космической инфраструктуры.

На территории имеется два основных источника питания ПС «Ледяная» 220/35/6 кВ и ПС «Амурская». От них в свою очередь питаются головные понижительные подстанции.

Подстанция «СК – 1» 110/10 кВ, и подстанция «Аэродром» 110/10 кВ питаются от ГПП.

Важно отметить, что на ГПП имеется два автотрансформатора АДЦТН 63000/220/110/10, также установлено два распределительных устройства: КРУЭ на напряжение 220 и 110 кВ, КРУ на напряжение 10 кВ.

Как было указано выше, подстанция «СК – 1» питается от ГПП, её питание осуществляется по линии электропередач напряжением 110 кВ. Основные потребители подстанции, это стартовый комплекс и технический комплекс РН «Союз – 2». ПС «СК – 1» имеет два трансформатора ТДН 40000/110/10 и два распределительных устройства: КРУЭ напряжением 110 кВ и КРУ напряжением 10 кВ.

Подстанция «Аэродром» 110/10 питается от ГПП. Электроэнергия передается на такие объекты как: комплекс эксплуатации районов; водозабор №5; аэропортовый комплекс. ПС «Аэродром» имеет два трансформатора ТДН 10000/110/10, также установлено два распределительных устройства: КРУЭ на напряжение 110 кВ и КРУ на напряжение 10 кВ.

Также есть подстанция «Восточная» 220/10 кВ, которая получает электроэнергию от подстанции «Ледяная» 220/35/6 кВ. Передача осуществляется по ЛЭП 220 кВ. Главные потребители подстанции, это промышленно - строительная эксплуатационная база (ПСЭБ); жилой фонд; деловой центр. Подстанция имеет два трансформатора ТРДН 63000/220/10 и два распределительных устройства: КРУЭ на напряжение 220 кВ и КРУ на напряжение 10 кВ.

Описание представлено ниже на рисунке 1.

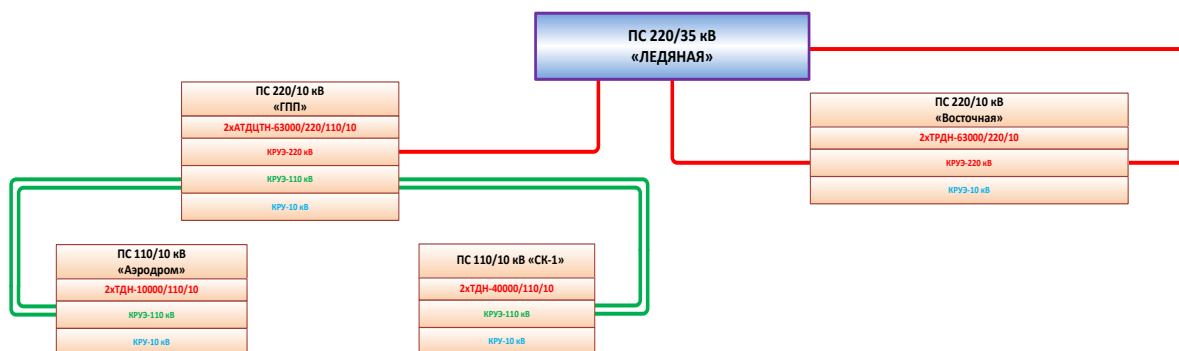


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2019 год

Потребителей электроэнергии разделяют на три категории. В основном их различают по режимам работы. На космодроме «Восточный» потребители разделяются на категории:

I – ая категория под собой подразумевает подготовку и запуск РКН. Но, в зависимости от перерывов в электроснабжении первую категорию можно разделить на несколько категорий: под категорией 1 – А имеется ввиду, что перерывы в электроснабжении присутствовать не должны. Категория 1 – Е, это такая категория в которой присутствует перерыв в электроснабжении на время включения резервного источника энергии. Потребители I категории, согласно ПУЭ, должны питаться от двух независимых взаимно резервирующих источников энергии.

Ко II категории потребителей относят таких потребителей, у которых перерыв электропитания допустим на время включения резервного источника энергии. Потребители II категории должны питаться от двух независимых источников питания, также, как и в первой категории взаимно заменяющих друг друга.

Как правило электроснабжение потребителей III категории осуществляется от одного источника питания. Перерывы в электропитании электроприемников этой категории допустим на время, достаточное для устранения аварий или ремонтно – профилактических работ, но не должно превышать перерыва в электропитании одних суток.

Наличие на космодроме потребителей I категории говорит о том, что работа уже имеющихся подстанций должна быть надежной. Для повышения надежности и минимизации рисков в электроснабжении планируется ввести в работу подстанцию «ГПП-2» 220/110/10 кВ, а также строительство и ввод в работу ПС «СК – 2» 110/10. Подстанция «СК – 2» 110/10 также будет снабжать электроэнергией новый стартовый комплекс, который рассчитан для тяжелого класса ракет «Ангара».

Завершение строительства и ввод в эксплуатацию ПС «СК – 2» 110/10 планируется в 2021 году. Блок – схема приведена на рисунке 2.

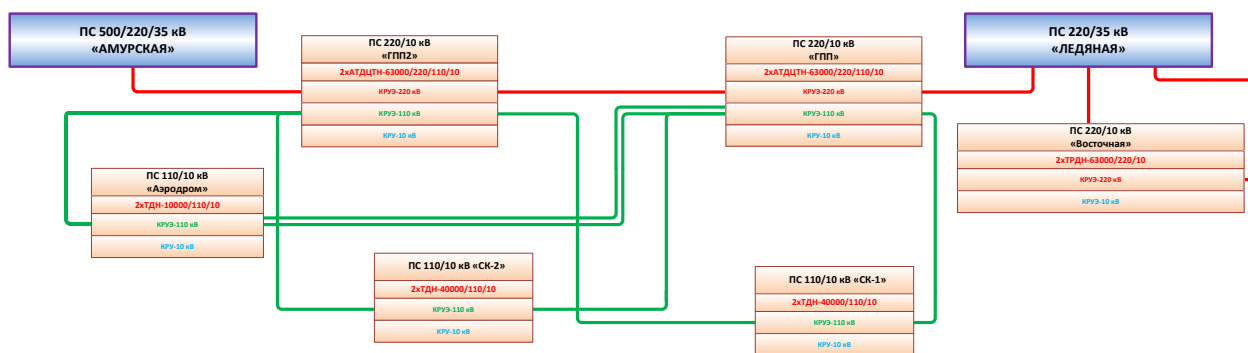


Рисунок 2 – Блок – схема электроснабжения КЦ «Восточный» на 2021
ГОД.

1.3 Подробное описание нынешней системы электроснабжения технического комплекса

Технический комплекс, входящий в состав космодрома «Восточный» имеет сооружения, выполняющие определенные функции:

1. МИК РН – это монтажно испытательный комплекс ракетносителя «Союз – 2». Сооружение МИК РН выполняет такие функции как:
 - Прием ракетносителей от поставщиков;
 - Хранение ракетносителей и его комплектующих частей;
 - Сборка ракетносителей;
 - Испытание ракетносителей;
2. МИК КА – это монтажно испытательный комплекс космического аппарата. Сооружение МИК КА выполняет такие функции как:
 - Прием космических аппаратов от поставщиков;
 - Хранение космических аппаратов и его комплектующих частей;
 - Сборка космических аппаратов;
 - Испытание космических аппаратов;
3. Трансбордерная галерея – это сооружение, входящее в состав технического комплекса, которое предназначено для транспортировки уже подготовленных КА и РН для сборки в одну составную часть и дальнейшей проверки перед запуском.

4. (ЗНС) или заправочно – нейтрализационная станция – это еще одно из сооружений технического комплекса, которое предназначено для приема, хранения и проверки ракетного топлива, а также нейтрализации заправочного оборудования.

Чтобы обеспечить технический комплекс и всех сооружений электрической энергией построено ЦРП 10 кВ, получающее питание от подстанции «СК – 1» 110/10 кВ. Также к ЦРП 10 кВ подключены различные подстанции, питающие определенные объекты.

1. ТП «ВТП – 1» питающая МИК РН 10/0,4 кВ;
2. ТП «ВТП – 2» питающая МИК РН 10/0,4 кВ;
3. ТП «ВТП – 5» питающая МИК КА 10/0,4 кВ;
4. ТП «ВТП – 6» питающая МИК КА 10/0,4 кВ;
5. ТП «ВТП – 14» питающая ЗНС 10/0,4 кВ;
6. ТП «ВТП – 18» питающая Холодильная станция 10/0,4 кВ;
7. ТП «БКТП – 7» питающая Админ.здание 10/0,4 кВ;
8. ТП «БКТП – 21» питающая Пожарное депо 10/0,4 кВ;
9. ТП «ТП-22» питающая сооружение «Котельная № 2» 10/0,4 кВ.

В связи с будущим строительством нового стартового комплекса «СК – 2» и запуском тяжелого класса ракет «Ангара» необходимо развитие существующей системы электроснабжения. Новая система электроснабжения должна надежно и качественно питать весь технический комплекс, в особенности МИК РН и МИК КА, где осуществляется начальный этап перед запуском РН и КА.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1 Нахождение расчетных электрических нагрузок потребителей

Чтобы верно выбрать оборудование, способное обеспечивать надежную и качественную работу всех рассчитывающихся ТП и верного обоснования I категории и особой I-й категории потребителей у них, необходимо произвести расчет электрических нагрузок, применяя величины, которые помогут определить параметры элементов всей схемы.

Самым ответственным и важным пунктом при проектировании является расчет электрических нагрузок.

Существует множество методов, с помощью которых можно произвести расчет электрических нагрузок, такие как:

- Метод удаленного электропотребителя;
- Метод удельных мощностей [21];
- Метод коэффициента спроса [21];
- Метод коэффициента использования [21];
- Метод коэффициента расчетной нагрузки [21];
- Метод вероятностных характеристик [21].

Подробный расчет будет рассмотрен на примере «ВТП – 1», которая питает монтажно испытательный комплекс ракетоносителей (МИК РН).

Для обеспечения минимальной погрешности при расчетах нагрузок будем использовать метод расчетных коэффициентов.

Алгоритм расчета электрических нагрузок следующий:

1. Произведем расчет номинальной мощности электроприемников, работающих в повторно – кратковременном и продолжительном режимах.

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

где ПВ – продолжительность включения;

$P_{наст}$ – мощность оборудования, указанная в прилагаемом паспорте, кВт.

2. Электроприемники, рассматриваемы в ВКР делаться на отдельные группы;

3. В расчетах ПВ принимаем равной 1. Далее ведем расчет активной ($P_{НОМ}$) и реактивной ($Q_{НОМ}$) мощностей всех электроприемников. Они находятся как сумма номинальных мощностей каждого электроприемника.

Общая установленная номинальная активная мощность всех ЭП:

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

где n – количество электроприемников.

Общая номинальная реактивная мощность всех ЭП:

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

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы электроприемников:

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

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

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

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

6. Определяется эффективное число ЭП:

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

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p [19, рис 4.8];

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

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

Расчетная реактивная мощность:

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

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

Исходные данные, необходимые для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1 – исходные данные

Наименование ЭП	n , шт	P_p , кВт	$\cos\varphi$
Мостовой кран № 1 (ЭП – 1)	1	470	214,138
Пневмоциклы (ЭП – 2)	1	690	314,373
Пневмопульты (ЭП – 3)	1	288	131,217
Колонки газоснабжения (ЭП – 4)	1	13,2	6,014
Пульты системы управления (ЭП – 5)	1	50	22,781
Электросиловое оборудование (ЭП – 6)	1	88	40,094
Щит рабочего освещения (ЭП – 7)	1	6,9	3,144
Шкаф питания вентиляции (ЭП – 8)	1	39,3	17,906

Продолжение таблицы 1

Склад (ЭП – 9)	1	1,97	0,898
Кран-Балка (ЭП – 10)	1	30	13,668
Погружной насосный агрегат 1 (ЭП – 11)	1	8	3,645
Погружной насосный агрегат (ЭП – 12)	1	91	41,461

В составе ВТП нет необходимости выделять отдельные группы электроприемников, так как в исходных данных не указано о различии режимов работы этих электроприемников, а также не указано различие по роду тока и симметричности. Поэтому известную активную мощность электроприемников будем использовать в дальнейших расчетах.

В качестве примера произведем расчет для ЭП – 1:

1. Определяем $tg\varphi$:

$$tg\varphi_{ЭП-3} = tg(\arccos(\cos\varphi_{ЭП-3})) \quad (11)$$

$$tg\varphi_{ЭП-1} = tg(\arccos(\cos 0,91)) = 0,456$$

2. Расчетная реактивная мощность:

$$Q_{ЭП-1} = P_{ЭП-1} \cdot tg\varphi_{ЭП-1} \quad (12)$$

$$Q_{ЭП-1} = 470 \cdot 0,456 = 214,138 \text{кВар}.$$

Аналогично рассчитаем остальные ЭП. Результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные ЭП

Электроприемник	P_p , кВт	Q_p , кВар	$tg\varphi$
Мостовой кран № 1 (ЭП – 1)	470	183,300	0,39

Продолжение таблицы 2

Пневмоциты (ЭП – 2)	690	269,100	0,39
Пневмопульты (ЭП – 3)	288	123,840	0,43
Колонки газоснабжения (ЭП – 4)	13,2	9,900	0,75
Пульты системы управления (ЭП – 5)	50	37,500	0,75
Электросиловое оборудование (ЭП – 6)	88	67,760	0,77
Щит рабочего освещения (ЭП – 7)	6,9	4,423	0,67
Шкаф питания вентиляции (ЭП – 8)	39,3	16,899	0,43
Склад (ЭП – 9)	1,97	1,517	0,77
Кран-Балка (ЭП – 10)	30	18,600	0,62
Погружной насосный агрегат 1 (ЭП – 11)	8	4,800	0,6
Погружной насосный агрегат (ЭП – 12)	91	68,250	0,75

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение промышленного объекта составляет примерно 10 % от общей (суммарной) нагрузки.

Нагрузка освещения ТП «ВТП – 1» находится следующим образом:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u, \quad (13)$$

$$P_{осв} = 350 \cdot 280 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 1999 \text{ кВт},$$

где А,В – размеры помещения (ширина и длина соответственно);

a – коэффициент удельной осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg \varphi \quad (14)$$

$$Q_{осв} = 1999 \cdot 0,88 = 1759 \text{ квар.}$$

Найдем суммарную расчетную нагрузку, суммируя все расчетные нагрузки каждого ЭП:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} + P_{p12} + P_{ocв}; \quad (15)$$

$$P_{p\Sigma} = 470 + 690 + 288 + 13,2 + 50 + 88 + 6,9 + 39,3 + 1,97 + 30 + 8 + 91 + 1999 = 3,776 \cdot 10^3 = 3776 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} + Q_{p12} + Q_{ocв}; \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma} = 183,3 + 269,1 + 123,84 + 9,9 + 37,5 + 67,76 + 4,623 + 16,899 + 1,517 + 18,6 + 4,8 + 68,25 + 1,759 \cdot 10^3 = 2,565 \cdot 10^3 = 2565 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная нагрузка для ТП «ВТП – 1» равна:

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

$$S_p = \sqrt{(3,776 \cdot 10^3)^2 + (2,565 \cdot 10^3)^2} = 4565 \text{ кВа.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки ТП «ВТП – 1».

Рассчитаем электрические нагрузки остальных ТП, питающих ТК, а именно «БКТП – 7», «БКТП – 21», «ВТП – 2», «ВТП – 5», «ВТП – 6», «ВТП – 14», «ВТП – 18», «ТП – 22», расчёт производится аналогично.

Результаты расчета представим в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета электрических нагрузок

Название ТП	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВар}$	$S_p, \text{кВА}$
БКТП – 7	1308	588,284	1435
БКТП – 21	1083	392,349	1152
ВТП -1	3776	2565	4565
ВТП – 2	6738	4344	8017
ВТП – 5	4226	3157	5275
ВТП – 6	4056	3033	5064
ВТП – 14	2096	1437	2541
ВТП – 18	4823	3624	6033
ТП – 22	676,276	330,275	752,616

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор – это электротехническое устройство в системе электроснабжения, которое имеет две, а иногда и более обмоток трансформатора. Такой тип трансформатора способен с помощью электромагнитной индукции преобразовывать величину переменного тока и напряжения в другую величину напряжения и тока, при этом не изменяя частоту и не меняя ее передаваемую мощность.

В соответствии с нормативными документами, действующими на сегодняшний день, принято, что на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать трансформатор из условия допустимой перегрузки и послеаварийных режимах 70 – 80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью, не превышающую 6 часов и в течении периода, не превышающим 5 суток.

Расчет расчетной мощности необходим для верного выбора трансформатора. Расчетная мощность находится следующим образом:

$$S_{TP} = \frac{S_p}{n \cdot K_3} \quad (18)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки;

S_p – полная рассчитанная мощность.

Согласно ПУЭ K_3 для двухтрансформаторной подстанции с наличием I категории потребителей принимаем равным 0,7 [2].

Для выбора нужного трансформатора необходимо сверить расчетную мощность с номинальной мощностью трансформатора, указанную в каталоге. Главное условие заключается в том, что номинальная мощность выбранного трансформатора должна быть больше рассчитанной мощности.

Чтобы быть уверенным в том, что трансформатор выбран верно, нужно его проверить по коэффициенту загрузки в нормальном режиме. Необходимый коэффициент, а именно K_3 находим по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.тр}} \quad (19)$$

где $S_{ном.тр}$ – мощность, указанная в паспорте выбранного трансформатора, МВА.

Проверяем выбранный трансформатор по K_3 в послеаварийном режиме, находим по формуле:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{ном.тр}} \quad (20)$$

K_3 и его значение, которое было получено в ходе расчета, должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7, эти значения коэффициента загрузки принадлежат к нормальному режиму; значения коэффициента загрузки в послеаварийном режиме варьируются в пределах от 1,0 до 1,4.

Расчет по выбору трансформатора рассмотрим на примере «ВТП – 1»:

1. Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{ТР} = \frac{4565}{2 \cdot 0,7} = 3260,714 \text{кВА}$$

По полученным расчетам выберем трансформатор марки ТСЗ – 4000/10.

Расшифровка марки трансформатора ТСЗ – 4000/10 определяется согласно ГОСТ 14794-79 и выглядит следующим образом, ТСЗ – 4000/10 – УХЛ1 (трансформатор трехфазный, сухой в защитном кожухе, с номинальной мощностью 40000 кВА, на класс напряжения стороны высокой стороны 10 кВ).

2. Произведем проверку выбранного нами трансформатора по K_3 в нормальном режиме работы:

$$K_3 = \frac{4565}{2 \cdot 4000} = 0,571$$

3. Произведем проверку выбранного нами трансформатора по K_3 в послеаварийном режиме работы

$$K_3^{n/a} = \frac{4565}{4000} = 1,141.$$

Исходя из выполненного расчета по выбору трансформатора и проверке через коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах, можно сделать вывод, что выбранный трансформатор марки ТСЗ – 4000/10 для ТП «ВТП – 1» выполнен верно.

Дальнейший расчет для оставшихся ТП произведем аналогичным образом, все полученные данные сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчетные мощности трансформаторов

ТП	S_{TP} , кВа	$S_{TP}^{НОМ}$, кВа	K_3	$K_3^{n/a}$	Марка ТР
БКТП – 7	1025	1250	0,574	1,148	ТСЗ – 1250/10
БКТП – 21	822,86	1000	0,576	1,152	ТСЗ – 1000/10
ВТП -1	3260	4000	0,571	1,141	ТСЗ – 4000/10
ВТП – 2	7032	8000	0,501	1,0021	ТСЗ – 8000/10
ВТП – 5	3764	4000	0,659	1,318	ТСЗ - 4000/10
ВТП – 6	3617	4000	0,633	1,266	ТСЗ – 4000/10
ВТП – 14	1815	2500	0,508	1,016	ТСЗ – 2500/10
ВТП – 18	4524	6300	0,503	1,005	ТСЗ – 6300/10
ТП – 22	757	1000	0,53	1,06	ТСЗ – 1000/10

3.2 Компенсация реактивной мощности

Наличие реактивных значений мощности и энергии влияют негативно на работу всей энергосистемы, что может повлиять на увеличение потерь в электроэнергии, а, следовательно, приводит к увеличению тарифов на электроэнергию. Также приводит к одному не мало важному фактору, такому как, ухудшение качества и надежности электроснабжения потребителей. Имеется еще один параметр, который отрицательно влияет на электроснабжение, это реактивная составляющая тока, которая заключается в том, что к уже имеющимся нагрузкам добавляются дополнительные значения, и которые в дальнейшем повлияют на выбор сечения линий электропередач (ЛЭП), в следствии чего возрастает сумма капиталовложений в электроснабжений потребителей и подстанции (ПС) соответственно.

В промышленном предприятии (производстве) проблема с компенсацией реактивной мощности проявляется в виде увеличения роста потребления реактивной мощности, которая в свою очередь имея большие значения опережает активную мощность.

Важное техническое мероприятие, как компенсация реактивной мощности, применяется для предотвращения различных проблем. Цели этих мероприятий носят разный характер. Для начала, установка компенсирующих устройств необходима для того, что обеспечить баланс реактивной мощности, что влечет за собой стабильную работу энергосистемы. Также применение компенсирующих устройств решит проблему с потерями электрической энергии, что приведет к нормализации тарифов на электрическую энергию. Регулирование напряжения можно также произвести с помощью компенсации реактивной мощности. И наконец, установка конденсирующих устройств, в виде конденсаторных установок, влияет на то, что элементы электроснабжения, например, линии электропередачи, от которых осуществляется питание трансформаторов и распределяющих устройств (РУ), разгружаются.

Целесообразно устройства компенсации реактивной мощности устанавливать на стороне низкого (НН) напряжения 10 кВ, исходя из этого предельно допустимый коэффициент реактивной мощности можем принять равным 0,4.

Значение наибольшей реактивной мощности, которая лучше всего передается через силовой трансформатор из сети ВН в сеть НН, определяется:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{ном.т})^2 - P_{p\Sigma}^2} ; \quad (21)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 4000)^2 - 3776^2} = 4136 \text{ кВар} .$$

Далее определяем суммарную мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_{p\Sigma} - Q_T ; \quad (22)$$

$$Q_{НКУ1} = 2565 - 4136 = -1571 \text{ кВар} .$$

Следующий шаг, определение дополнительной мощность НКУ, которая обеспечит снижение потерь электроэнергии в системе электроснабжения промышленного предприятия:

$$Q_{НКУ2} = Q_{p\Sigma} - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{ном.т} \cdot N_T , \quad (23)$$

где γ – коэффициент, который можно рассчитать по типу схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

В данном случае $K_1 = 9$, $K_2 = 18$ и $\gamma = 0,29$

$$Q_{HKV2} = 2565 - (-1571) - 0,29 \cdot 4000 \cdot 2 = 1816 \text{кВар}.$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2} \quad (24)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = -1571 + 1816 = 245 \text{кВар}$$

Из полученных расчетов выбираем мощность и количество устанавливаемых конденсаторных установок. На примере ТП - 1 к установке принимаем одну конденсаторную установку марки УКРМ Varset 250 кВАр с установкой на секцию шин по 250 кВар.

Аналогичным образом производим расчет и выборку конденсаторных установок остальных ТП. Полученные результаты расчета сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные мощности компенсирующих устройств

Название ТП	Q_T , кВар	$Q_{HKV\Sigma}$, кВар	УКрМ
БКРП – 7	1750	-110	Установка не требуется
БКТП – 21	1400	-187.651	Установка не требуется
ВТП – 1	4136	245	УКРМ Varset 250
ВТП – 2	11200	-2400	(Установка не требуется)
ВТП – 5	5600	837	УКРМ Varset 900
ВТП – 6	5600	1736	УКРМ Varset 900 УКРМ Varset 900
ВТП – 14	3500	-13	Установка не требуется
ВТП – 18	8820	-30	Установка не требуется
ТП – 22	1400	-250	Установка не требуется

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ

4.1 Выбор сечения сети 0,4 кВ.

Для того чтобы передавать электроэнергию от ТП к электроприемникам необходимо выбрать тип и сечение проводов. Чтобы рентабельно выбрать площадь сечения кабеля, в первую очередь, необходимо рассчитать значение расчетного тока, после чего, произвести проверку выбранного кабеля на потерю напряжения. Также необходимо найти минимально допустимое значение кабеля.

После расчетов необходимо произвести анализ справочных данных. Анализ происходит по значениям расчетного тока. Марка и значение расчетного тока сведены в таблицу, и выборка осуществляется по ближайшему большему значению расчетного тока.

В данной работе для выбора сечения проводников используется метод экономических токовых интервалов.

Расчет послеаварийного режима необходим для того, чтобы проверить выбранное сечение проводов.

Для начала необходимо произвести выбор кабеля от подстанции до потребителя в сети 0,4 кВ.

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \text{ кА} \quad (25)$$

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

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

$$I_p = \frac{\sqrt{470^2 + 183,3^2}}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 728,152$$

Исходя из значений расчетного тока, принимаем одножильный кабель маркировки ПвВнг2г(А) –LS 1*300.

Расшифруем кабель ПвВнг2г(А) –LS 1*300 – кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из поливинилхлоридного пластика, не имеющего защитного покрова с пониженной пожарной опасностью, а также имеющим пониженное дымо – и газовыделения.

Для одножильного кабеля сечением 300 мм² длительно допустимый ток равен:

$$I_{дл.доп} = 739 А$$

Значение длительно допустимого тока можно вычислить по выражению:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп}; \tag{26}$$

$$728,152 А \leq 732,56 А$$

Допустимый длительный ток определяется следующим образом:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}; \tag{27}$$

$$739 А \geq 680,515 А$$

где I_p – ток расчетный, А;

k_1 – коэффициент допустимой перегрузки кабеля, принимается равным 0,95 по справочнику [4];

k_2 – коэффициент, для учета прокладки нескольких кабелей;

k_3 – коэффициент, учитывающий температуру земли и воздуха для расчета токов, согласно ПУЭ принимаем равным 1,13.

Необходимо произвести проверку кабелей по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l_1}{10000} \cdot (r \cdot \cos(\varphi) + x \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100 \quad (28)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 728,152 \cdot 80}{400} \cdot (0,063 \cdot 0,363 + 0,018 \cdot 0,932) \cdot 100 = 4,364\%$$

Проверим кабель по потере напряжения (ΔU), рассчитанное значение не должно превышать 10 %. Кабель ПвВнг2Г(А) –LS 1*300 входит в пределы допустимых значений, следовательно, кабель этой марки можно применять.

Проверим кабель на термическую стойкость:

$$S_M = \frac{I_{\max}^{(3)} \cdot \sqrt{t_z + T_a}}{C_{тер}} \quad (29)$$

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

t_z – собственное время отключения защитного аппарата;

T_a – среднее значение постоянной времени аperiodической слагающей тока короткого замыкания;

$C_{тер}$ – постоянная времени, зависящая от материала жил и вида изоляции кабеля, определяющаяся по условию, что температура нагрева проводников при коротком замыкании не должна превышать допустимое значение в размере «150 °С» для поливинилхлоридной и резиновой изоляции.

$$S_M = \frac{13030 \cdot \sqrt{0,5 + 5}}{150} = 203,72 \text{ мм}^2$$

При расчетах минимально допустимое сечение кабеля на напряжение 0,4 кВ получилось 203,72 мм², отсюда следует, что кабель марки ПвВнг2Г(А) –LS 1*300 подходит для данной сети.

Расчет всех кабелей на напряжение 0,4 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета сечения кабелей для сети 0,4 кВ.

Участок сети	Ирасч, А	Сечение, мм ²	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %	S _M , мм ²
1	2	3	4	5	6	7
БКТП – 7	207	95	280	ВВГнг	8,237	85,36
БКТП – 21	123	2x35	137	ВВГнг	8,736	63,236
ВТП – 1	728,152	300	800	ВВГнг	4,364	203,72
ВТП – 2	115	2x35	137	ВВГнг	9,025	56,23
ВТП – 5	76	16	89	ВВГнг	5,032	12,89
ВТП – 6	731	300	800	ВВГнг	5,145	253,31
ВТП – 14	366	2x240	472	ВВГнг	6,254	325,02
ВТП – 18	87	16	89	ВВГнг	8,214	14,32
ТП – 22	108	2x35	137	ВВГнг	45,36	6,87

Для расчета кабелей на напряжение 10 кВ производится аналогичным образом, все расчетные расчётные данные сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета сечения кабелей для сети 10 кВ

Участок сети	Ирасч, А	Сечение, мм ²	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %	S _M , мм ²
1	2	3	4	5	6	7
БКТП –7	83	16	89	ВВГнг	8,456	13,25
БКТП –21	50	3x10	63	ВВГнг	7,49	57,214

Продолжение таблицы 7

ВТП – 1	264	95	280	ВВГ _{нг}	6,028	85,3
ВТП – 2	462	2x240	472	ВВГ _{нг}	6,541	390,214
ВТП – 5	304	120	326	ВВГ _{нг}	4,625	101,23
ВТП – 6	292	120	326	ВВГ _{нг}	4,022	105,321
ВТП – 14	146	2x50	167	ВВГ _{нг}	5,98	91,012
ВТП – 18	348	2x240	472	ВВГ _{нг}	4,002	372,548
ТП – 22	43	6	50	ВВГ _{нг}	7,562	3,012

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Характерными чертами, электрических сетей любого предприятия с напряжением до 1 кВ, являются большая протяженность и присутствие большого количества коммутационно – защитной аппаратуры. При напряжении 1 кВ даже самые незначительные сопротивления могут в значительной мере повлиять на токи короткого замыкания поэтому при расчетах КЗ необходимо учитывать все сопротивления, входящие в короткозамкнутую цепь, также при расчетах токов КЗ необходимо учитывать сопротивление переходных контактов.

Рассмотрим расчет токов короткого замыкания на примере ТП «ВТП – 1», питающую монтажно – испытательный комплекс РН.

Для начала найдем сопротивление системы. Чтобы определить сопротивление системы нужно найти сечение питающей линии.

$$I_c = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_c}, \quad (30)$$

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

S_T - мощность трансформатора, в данном случае равна 4000 кВА.

$$I_c = \frac{2 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 439,886 \text{ А}$$

Следующий шаг, нахождение сопротивления системы:

$$x_c' = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (31)$$

где l - длина линии,

U_{HH} - напряжение низкой стороны (0,4 кВ)

$$x'_c = 0,083 \cdot 0,32 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,04 \text{ Ом}.$$

$$r'_c = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (32)$$

$$r'_c = 0,326 \cdot 0,32 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,167 \text{ Ом}$$

Сопротивления трансформаторов на ТП найдем по формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (33)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{K,\%}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6, \quad (34)$$

Для трансформатора ТСЗ - 4000/10: $\Delta P_K = 4,15 \text{ кВт}$ и $U_{K,\%} = 1,1\%$.

$$r_T = \frac{4,15}{4000} \cdot \frac{0,4^2}{4000} = 0,0415 \cdot 10^{-6} \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{1,1}{100} \right)^2 - \left(\frac{4,15}{4000} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{4000} \cdot 10^6 = 0,438 \text{ мОм}.$$

Формула для определения сопротивления кабеля имеет следующий вид:

$$r = r_0 \cdot l; \quad (35)$$

$$x = x_0 \cdot l. \quad (36)$$

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

$$r_{кл.рп} = 0,326 \cdot 0,32 = 0,104 \text{ Ом.}$$

$$x_{кл.рп} = 0,083 \cdot 0,32 = 0,026 \text{ Ом.}$$

Из справочников возьмем значения сопротивлений для трансформаторов тока, контактов и автоматических выключателей.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (37)$$

Для того чтобы начать расчет КЗ необходимо составить схему замещения для данного участка:

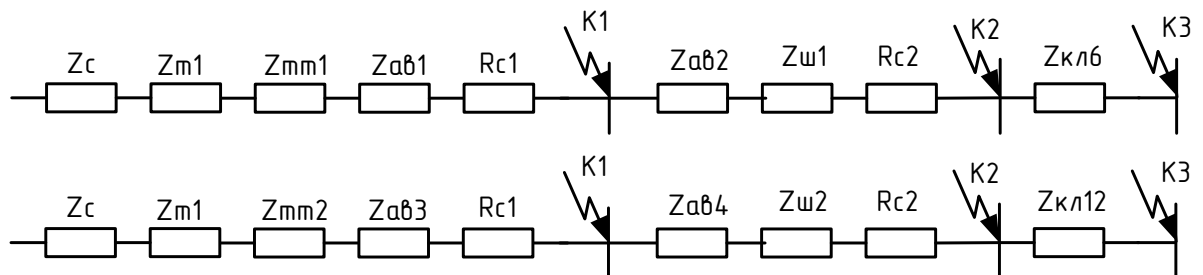


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета 3-фазных КЗ.

Расчет тока трехфазного тока короткого замыкания:

$$x_1 = x_c + x_{кл.рн} ; \quad (38)$$

$$x_1 = 0,026 + 0,04 = 0,066 \text{ мОм.}$$

$$r_1 = r_{кл.рн} = 0,104 \text{ мОм.}$$

Определяем ток при металлическом контакте.

$$I_{\max ПО} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_1^2 + r_1^2}} ; \quad (39)$$

$$I_{\max ПО} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,066^2 + 0,104^2}} = 4,921 \text{ кА}$$

Следующий шаг — это нахождение значение постоянной затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{x_1}{314 \cdot r_1} ; \quad (40)$$

$$T_a = 0,002$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (41)$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\max ПО} \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}) ; \quad (42)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3.019 \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}}) = 7,008 \text{ кА.}$$

Выполним расчет токов КЗ для точки К1.

$$I_{2\max \text{ ПО}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\max \text{ ПО}}}{2} \tag{43}$$

Определим ток при металлическом контакте:

$$I_{2\max \text{ ПО}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,921}{2} = 4,18 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом произведем расчет токов КЗ для остальных точек. Результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта трехфазных токов КЗ

Точка КЗ	I_{no} , кА	$I_{y\partial}$, кА
К-1	4,921	7,008
К-2	4,602	6,564
К-3	3,059	5,963

5.2 Расчет токов однофазного КЗ

Расчет однофазного короткого замыкания можно принять в качестве несимметричного короткого замыкания. По принципу расчета однофазное КЗ практически ничем не отличается от расчета трехфазного короткого замыкания, однако, при выполнении расчета несимметричных однофазных коротких замыканий изменяются сопротивления некоторых элементов, входящих в схему.

Формула для нахождения однофазного КЗ выглядит следующим образом:

$$I^{(1)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{R_{\Sigma 0}^2 + X_{\Sigma 0}^2} + \frac{Z_{T1}}{3} \right)}, \quad (44)$$

где $R_{\Sigma 0}$ - суммарное активное сопротивление схемы замещения;

$X_{\Sigma 0}$ - суммарное реактивное сопротивление схемы замещения;

Z_{T1} - сопротивление трансформатора в схеме замещения.

Составим схему замещения для расчета 1-фазных КЗ:

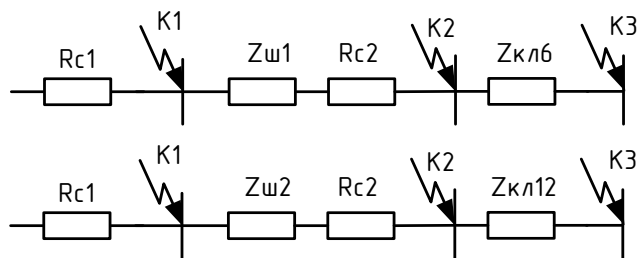


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета однофазных КЗ.

Для расчета нам необходимы реактивное и активное сопротивление. В ходе расчета значение реактивного сопротивления кабеля примем равным 0,15 мОм, а активное сопротивление принимаем равным $2 \cdot r_0$.

Расчет тока однофазного короткого замыкания произведем для точки K_0 , который для двух вариантов схем будет одинаковым.

$$r_{\Sigma K1} = R_{c1} = 0,15 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K1} = 0 \text{ мОм};$$

$$I^{(1)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{15^2 + 0^2} + \frac{312}{3} \right)} = 221,7$$

Аналогичным образом рассчитываются токи КЗ для остальных в составленной схеме, а результаты сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет однофазных токов КЗ.

Точка КЗ	$I^{(1)}_i$, кА
К-1	221,7
К-2	207,8
К-3	173

6 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ЦРП

В выпускной квалификационной работе (ВКР) центральное распределительное устройство 10 кВ, к которой поступает электроэнергия от ГПП. ЦРП исполняется в виде двух секций шин, для того, чтобы обеспечить надежность, устанавливается секционный выключатель с устройством АВР. Также в состав входят камеры КРУ внутренней установки. В данном дипломном проекте применен подход, в котором трансформации напряжения в ЦРП не происходит. Проектирование подстанции выполнено для поддержания качества электрической энергии, а также для обеспечения надежности.

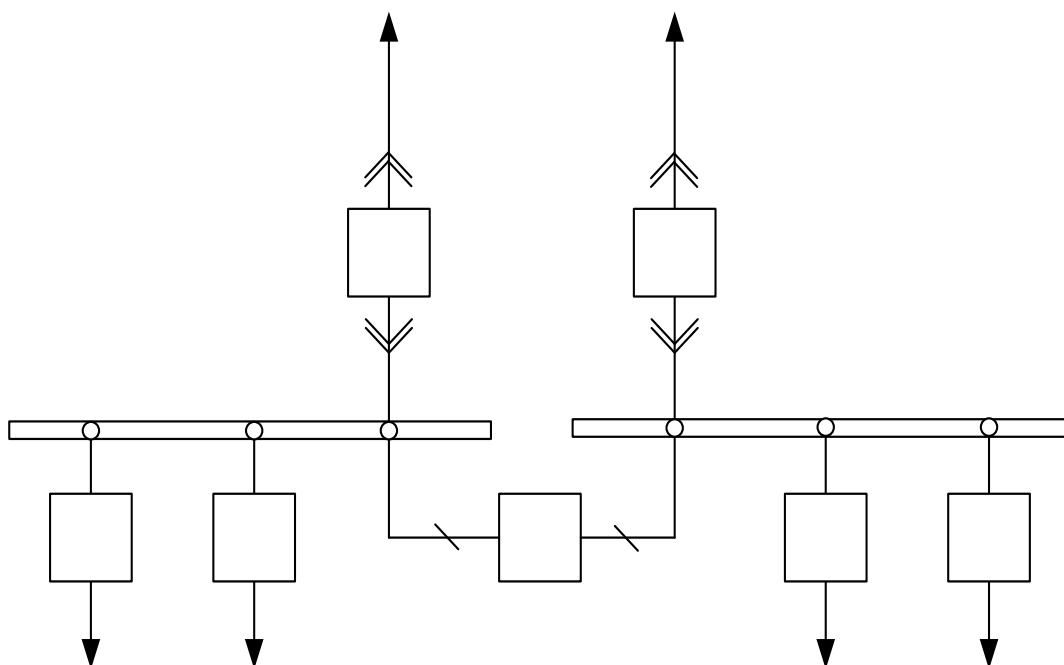


Рисунок 5 – электрическая схема ЦРП

В ходе проектирования схемы ЦРП была выбрана секционированная система шин. При отключении секционного выключателя снижаются токи короткого замыкания, поэтому в нормальном режиме работы системы выключатель находится в отключенном состоянии. Рассмотрим комплектацию шкафов комплектного распределительного устройства. Шкаф КРУ состоит из:

- Трансформатор напряжения;

- Трансформатор тока;
- Выключатель;
- Устройства релейной защиты;
- Измерительные приборы;

Шкафы КРУ комплектуются и собираются на заводе изготовителя. Не исключено использования оборудования различных фирм. Современные шкафы комплектного распределительного устройства позволяют повысить уровень монтажа и эксплуатации.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

7.1 Выбор предохранителей

Как указано в ПУЭ все силовые и осветительные сети, установленные внутри помещения, необходимо защитить от перегрузки. Возникновение длительных перегрузок обусловлено условием технологического процесса или режимом работы оборудования.

Чтобы защитить электрические сети с напряжением до 1 кВ необходимо установить автоматические выключатели и предохранители.

Основные требования для выбора аппаратов приведены ниже:

1. Номинальный ток и напряжение, указанные в паспортных данных аппаратов, выбранных для защиты, обязательно должны быть такие же или больше рассчитанных длительно допустимых токов и номинальному напряжению сети. В зависимости от места установки аппарата для выбора номинальных токов расцепителя у автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей соответственно, необходимо выбирать по меньшим расчетным токам участков защищаемой сети, а также, как было указано выше, в зависимости от места установки аппарата можно округлить расчетные значения до больших стандартных значений.

2. В соответствии с защитной характеристикой и правильным выбором аппаратов должна обеспечиваться селективность и время выдержки должно быть по возможности минимальным.

3. Если в нормальном режиме эксплуатации не происходит аварий, то установленные аппараты не отключать установку при рабочих перегрузках (рабочие пики технологических нагрузок).

4. Все аппараты защиты должны обеспечить надежное отключение при трехфазных КЗ для разного вида режимов нейтралей, однофазным КЗ в сетях с глухоземленной нейтралью, а также должно обеспечить надежное отключение в конце участка, который защищает аппарат.

Плавкие предохранители выбирают по условиям:

$$I_{РАСЧ} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (45)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Выбор предохранителя произведём на примере ВТП-1.

Расчетный ток для здания ТП «ВТП – 1» находится:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (46)$$

где S_{Σ} – максимальное значение мощности, протекающей через оборудование, с учетом аварийных ситуаций.

$$I_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{3776^2 + 2565^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 263,549 А$$

По полученному значению $I_{РАСЧ}$, выбираем предохранитель с номинальным током 315 А.

По полученным расчетам и проделанной выборке выбираем предохранитель марки ПН2-400-315А.

После выбора предохранителя необходимо сделать проверку согласно следующим требованиям:

- Ссогласование с сечением проводника;
- Разрушающее действие токов КЗ ;
- Чувствительность к токам КЗ.

Проверка предохранителей с условием согласования с сечением провода:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} \quad (47)$$

Проверка предохранителей по разрушающему действию трехфазных токов короткого замыкания:

$$I_{no}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (48)$$

Проверка предохранителей по условию чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (49)$$

Исходя из условий сравнения если номинальный ток предохранителя меньше, то предохранитель имеет большую отключающую способность. Аналогично производим выбор и проверку предохранителей, результаты расчета сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
1	2	3	4
БКТП – 7	82,804	100	ПН2-100-100
БКТП – 21	66,504	80	ПН2-250-80
ВТП – 1	263,549	315	ПН2-400-315
ВТП – 2	462,857	630	ПН2-600-630
ВТП – 5	304,553	315	ПН2-400-315
ВТП – 6	292,405	315	ПН2-400-315
ВТП – 14	146,722	160	ПН2-250-160
ВТП – 18	348,304	630	ПН2-600-630
ТП - 22	43,452	50	ПН2-250-50

7.2 Выбор автоматических выключателей

Придерживаясь определенных требований, выбор автоматических выключателей производится согласно следующим условиям:

$$I_{ном.расч} > 1,2 \cdot I_P \quad (50)$$

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

I_P - расчетный ток нагрузки, А.

Параметры для выбора автоматических выключателей:

- Ссогласование с сечением проводника;
- Разрушающее действие токов КЗ ;
- Чувствительность к токам КЗ.

Проверка автоматических выключателей с условием согласования с сечением провода:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}, \quad (51)$$

Проверка выключателей на разрушающее действие трехфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (52)$$

Проверка автоматических выключателей по условию чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (53)$$

Проверка автоматических выключателей по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}. \quad (54)$$

Выборку автоматических выключателей произведем на напряжение 0,4 кВ, все результаты расчетов сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор автоматов на стороне 0,4 кВ.

№ ТП-потребитель	I_p, A	$I_{ном}, A$	$I_{ном.расц}, A$	Марка выключателя
1	3	4	5	6
БКТП – 7	207	250	2500	ВА88 – 37
БКТП – 21	166,3	250	2500	ВА88 – 37
ВТП – 1	658,9	800	8000	ВА88 – 40
ВТП – 2	115,7	125	1250	ВА88 – 33
ВТП – 5	761,4	800	8000	ВА88 – 40
ВТП – 6	731	800	8000	ВА88 – 40
ВТП – 14	366,8	400	4000	ВА88 – 37
ВТП – 18	870,8	1000	1500	ВА88 – 43
ТП – 22	108,6	125	1250	ВА88 – 33

7.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

Все электрические аппараты необходимо выбирать по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки, установки бывают наружного или внутреннего исполнения. Необходимая проверка производится по действию короткого замыкания.

Производим выбор аппарата по номинальному напряжению:

$$U_{АП.НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}, \quad (55)$$

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

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

Производим выбор аппарата по номинальному току:

$$I_{АП.НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}, \quad (56)$$

Токи нагрузки, проходящие через аппарат ($I_{РАБ.МАХ}$) не должны быть больше значения тока, который указан в паспортных данных выбранного аппарата.

Расчетный вид трехфазного короткого замыкания применяют для проверки аппаратов и его токоведущих частей на термическую динамическую стойкость. Условие на динамическую устойчивость обязательно при наибольшем количестве аппаратов.

$$i_y \leq i_{\max}, \quad (57)$$

$$I_y \leq I_{\max}, \quad (58)$$

где i_{\max} и I_{\max} – максимально допустимое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Величина теплового импульса (B_k) КЗ, которое характеризует количество тепла, выделяющееся в аппарате и проводнике за время отключения ($t_{откл}$), необходима для проверки аппарата на термическую стойкость. Эта величина находится следующим образом.

$$B_k = I_{пО}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (59)$$

Значение ударного тока находим по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial}. \quad (60)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (61)$$

Чтобы найти значение ударного тока необходим ударный коэффициент, который можно найти в справочнике.

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 3.02 \cdot 1,717 = 11,949 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,921 = 6,959 \text{ кА.}$$

Выполнен расчет для точки НН. Аналогичным образом производим расчет для точки ВН. Результаты сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ.

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	i_a , кА
ВН	4,261	10,347	6,026
НН	4,921	11,949	6,959

7.4 Выбор комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое состоит из шкафов закрытого типа, в который входят измерительные приборы и защитные устройства, а также другие технические аппараты.

КРУ, это шкафы с полностью собранным на заводе изготовители и оборудованием, готовое к работе, которое поступает на место для обеспечения монтажных работ, где происходит установка, соединение сборных шин к стыкам данных шкафов КРУ, а также производится подводка силовых и контрольных

кабелей. Использование шкафов КРУ ускоряет монтаж распределительного устройства. КРУ обеспечивает безопасность обслуживания, по причине того, что все части, которые под напряжением, закрыты кожухом из металлического материала [7].

К установке примем устройство марки КРУ СЭЩ – 63 (распределительное устройство на 6(10) кВ), включающее в себя отдельные шкафы, которые между собой соединяются согласно с электрической схемой распределительного устройства, указанной в проектной документации. КРУ СЭЩ 63 – это конструкция каркасно – модульного типа, включающая в себя уже готовые к эксплуатации модули, измерительные приборы, релейную защиту, устройства автоматики и управления. Данная модель распределительных устройств предусматривает односторонний порядок в обслуживании, конструкция которых выполнена таким образом, что осмотр оборудования сотрудниками очень удобен, также удобно выполнять демонтаж и ремонт основного оборудования во время работы с КРУ СЭЩ. В таблице 13 приведены технические характеристики распределительного устройства КРУ СЭЩ 63.

Таблица 13 – Технические характеристики КРУ СЭЩ 63.

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

На рисунке 6 представлена конструкция выбранного распределительного устройства КРУ СЭЩ 63.

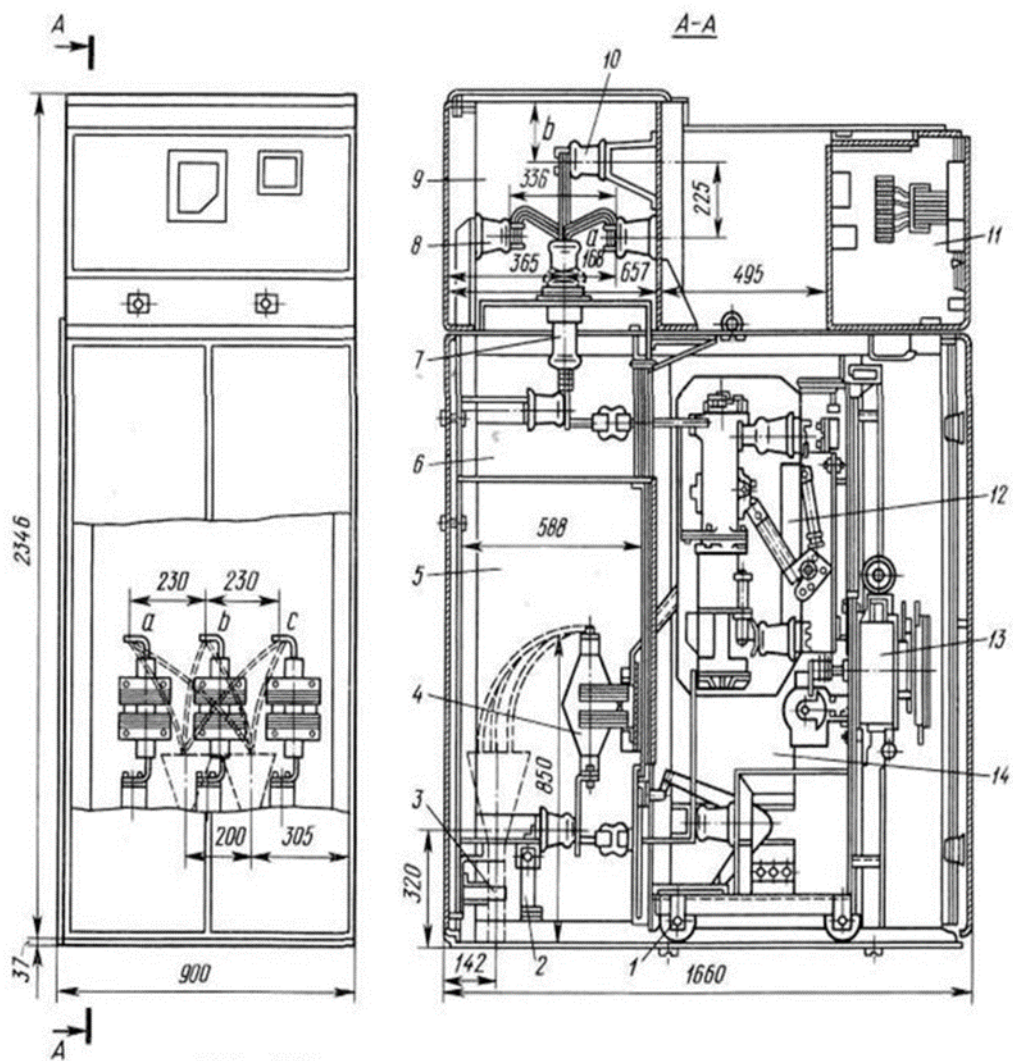


Рисунок 6 – Комплектация ячейки с выключателем.

1. Тележка - выкатная;
2. Разъединитель заземляющий;
3. Трансформатор земляной защиты;
4. Трансформатор тока;
5. Отсек кабельной разделки и трансформатора тока;
6. Отсек шиноразъединяющего контакта;
7. изолятор проходной;
8. шины сборные;
9. Отсек сборных шин;
10. изолятор проходной;
11. Отсек аппаратуры РЗиА;
12. Выключатель ВМП-10;

13. Привод выключателя;
14. Отсек выкатной тележки.

7.5 Выбор выключателей

Автомат – это коммутационный аппарат, выполняющий защиту электрической сети от возникновения перегрузок и токов КЗ.

Автоматические выключатели должны проводить ток в нормальном режиме работы и должны произвести отключения при возникновении коротких замыканий, при сильном снижении напряжения, а также при возникновении перегрузок. Использовать автоматические выключатели можно при выполнении оперативных переключениях (включать и отключать электрические цепи сети).

При выборе автоматических выключателей необходимо обращать внимания на следующие условия: электрическая характеристика электроустановок, необходимость дистанционного управления, и нагрузки, также нужно обратить внимание на условия эксплуатации.

Выключатели должны выбираться по значениям длительного номинального тока и номинального напряжения. Проверка производится по способности выключателя отключаться, а также термической и динамической стойкости выключателя к токам коротких замыканий. При выборе выключателя указывается тип привода [16].

Устанавливаем выключатель марки ЗАНЗ 057 – 7, для секционирования, устанавливаем на вводах.

Данный выключатель является вакуумным, в комплектных распределительных устройствах обеспечивает надежную работу, а также имеет обеспечивать в камерах стационарного одностороннего обслуживания надежную работу.

Каталожные номинальные значения:

- Класс напряжения до 35 кВ;
- Трехфазный переменный ток частотой 50 Гц.

Применяется в сетях с изолированной и заземленной нейтралью.

При включенном положении выключателя ток проходит от держателя, который установлен в корпусе с изоляцией с фиксированным контактом в вакуумной камере, и верхнего ввода, дальше ток протекает подвижный контакт и роликовый контакт и идет нижнему выводу. Через изоляционную тягу со встроенными контактными пружинами передается отключающее движение [15].

Параметры выбора выключателя, приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры выбора выключателя ЗАНЗ 057 – 7.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2728 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 3.017 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 10 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,6 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 4,921 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 10 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,008 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 10,18 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3,776 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 79,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$



Рисунок 7 – Вакуумный выключатель марки ЗАНЗ 057 – 7.

7.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока необходим для подключения приборов измерения, устройств защиты и управления. Также служит для изоляции цепей вторичных соединений от высоких напряжений в КРУ различного типа установки (внутренней и наружной установки).

Устанавливаем трансформатор тока ТПОЛ-СВЭЛ-10М. Трансформаторы тока используются в схемах измерения, а также в схемах учета электрической энергии.



Рисунок 8 – Трансформатор тока марки ТПОЛ-СВЭЛ-10М.

Причиной повышения на выводах вторичной обмотки может объясниться увеличением сопротивления у трансформатора тока во вторичной цепи, то есть чем выше сопротивление трансформатора тока, тем выше напряжение. Это можно объяснить тем, что нагрузка никоим образом не влияет на ток, протекающий в первичной цепи. В таком режиме работы изменение сопротивления вторичной цепи не меняет значения тока, протекающего в первичной цепи. Нагрузка трансформатора тока увеличится в случае увеличения сопротивления во вто-

ричной цепи. Сопротивление вторичной цепи находится как сумма всех приборов и аппаратов, соединительных проводов и переходных контактов, подключенных к трансформатору тока.

Сравним каталожные и расчетные данные выбранного ТТ марки ТПОЛ-СВЭЛ-10М приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ТПОЛ-СВЭЛ-10М

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2728 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 32 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1745,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Исходя из таблицы, можно сделать вывод, что выбранный трансформатор соответствует всем условиям.

7.7 Выбор трансформаторов напряжения

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

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

Выбираются исходя из следующих условий:

- Напряжения установки;
- Конструкции и схемы соединения обмоток;
- Класса точности;
- Вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (62)$$

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

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



Рисунок 9 – Трансформатор напряжения марки НТМИА-6(10).

Чтобы принять к установке второй трансформатор напряжения и произвести перераспределение нагрузки должно происходить превышение вторичной нагрузки над номинальной мощностью в выбранном классе мощности.

В данной выпускной квалификационной работе принято решение установить трансформатор напряжения типа (марки – производителя) НТМИА-6(10).

Основная функция трансформатора напряжения заключается в преобразовании для удобного измерения, преобразование происходит из высокого напряжения в низкое напряжение.

Этот вид трансформаторов в сетях напряжением 10 кВ осуществляет питает устройства релейной защиты и автоматики, приборов учета электроэнергии, а также измерительной аппаратуры, для удобства контроля изоляции.

Трансформатор напряжения марки НТМИА-6(10) является трехфазным, антирезонансным, с естественным масляным охлаждением с герметичным исполнением [14]:

- трансформатор напряжения, предназначенный для контроля изоляции (ТНКИ), является трёхобмоточным: по схеме «звезда» соединены основные вторичные и первичные обмотки, соединение вида «разомкнутый треугольник» в данном случае применяется для соединения лополнительных вторичным обмоток.

- ТНП - трансформатор нулевой последовательности, относится к двухобмоточным трансформаторам. Основная функция ТНП заключается в защите ТНКИ от феррорезонанса и от воздействия от однофазных коротких замыканий. трансформатор нулевой последовательности первичной обмоткой включается в нейтраль трансформатора напряжения контроля изоляции (ТНКИ) и заземляется, а его вторичная обмотка выводится на крышку трансформатора.

Установка трансформаторов на промышленных предприятиях в основном в шкафах КРУ(Н) или ЗРУ.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 16.

Сравнение полученных расчетов и данных каталога ТН НАМИТ-10 кВ представлено в таблице 17.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3020-100	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3020-250	7,5	1	7,5
Счетчик акт.и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 35,26 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Из анализа расчетных данных и данных, взятых из каталога делаем соответствующий вывод о том, что выбранный трансформатора напряжения из условий выборки соответствует и принимается к установке.

7.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Электрическое оборудование защищается от разного рода коммутационных и грозовых перенапряжений при помощи ограничителей перенапряжения нелинейных. Отличие ОПН от разрядников, которые выполняют те же функции, заключается в том, что в конструкции ограничителей перенапряжений искровые промежутки отсутствуют. Нелинейный резистор, который изготавливается из оксида цинка с малой процентной долей добавки окислов других металлов (керамическая технология), подобный способ изготовления обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Это описание показывает, что из себя представляет ОПН. Длительное нахождение ограничителей перенапряжений под воздействием рабочего напряжения, при этом обеспечивая высокий уровень защиты от перенапряжений обеспечивает высоконелинейная вольтамперная характеристика (ВАХ) ОПН. Обеспечение механической прочности и изоляционной характеристики заключается в опрессовки резисторов из полимерных материалов [8].

Необходимо пройти два этапа выбора ОПН: предварительный выбор и выбор окончательный.

Изначально ОПН выбирается по уровню допустимого напряжения из условия:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (63)$$

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

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

Выбор ОПН происходит по длительно – допустимому рабочему напряжению, которое должно быть больше примерно на 2 – 5 % наибольшего напряжения в месте установки ОПН, это необходимо для повышения надежности ОПН.

Следующий этап, это определение расчетного рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (64)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по функциям вида $K_B = f(\tau)$

(Рис.8.), учитывая величину допустимого напряжения за счет кратности сокращения воздействия.

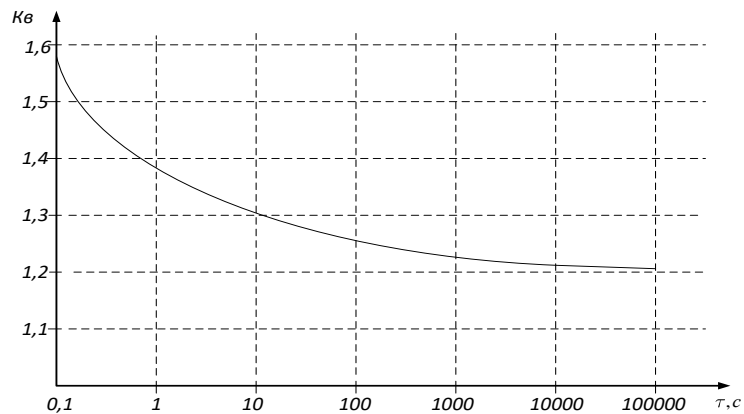


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента от длительности перенапряжения.

Определение импульсного тока, протекающего через ОПН является следующим этапом выбора ограничителя перенапряжения нелинейного (ОПН).

При установке ОПН на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{П}} \right), \quad (65)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

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

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

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

β – расчетная частота;

Зависимость тока I_K и $U_{ост}$, определяет координаты точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

На стороне 10 кВ произведем выбор ОПН.

На стороне 10 кВ определим допустимое рабочее напряжение:

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

Действие в течение длительного времени (определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах), формула расчетного напряжения ОПН выглядит следующим образом:

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

Анализируя условия выбора ОПН, устанавливаем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 18.

Таблица 18 – Характеристики выбранного ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ1

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

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для выбора мощности рабочих трансформаторов собственных нужд. Необходимо учесть мощность и число потребителей собственных нужд.

Таблица 19 – Нагрузки на собственные нужды.

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

Определим расчетную мощность собственных нужд:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (66)$$

k_c - коэффициент спроса 0,8;

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{250^2 + 180^2} = 246,447 \text{ кВА.}$$

Определим расчетную мощность ТСН:

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч}}{N_{тр} \cdot k_{загр}}; \tag{67}$$

$$S_{расч.тр} = \frac{246,447}{2 \cdot 0,7} = 176,034 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора марки ТЛС-200/10.

8 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

8.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений ЦРП 10 кВ

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

8.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Если ток срабатывания больше максимального тока короткого замыкания, который проходит через защиту при повреждении внешнего элемента, то таким образом можно достичь селективность действия токовой отсечки. По мере приближения к месту короткого замыкания действие защиты усиливается [8].

Выражение для определения тока срабатывания токовой отсечки выглядит следующим образом:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (68)$$

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

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

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 4,921 = 3,21 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка, это защита быстродействующая защита, которая срабатывает от толчков тока намагничивания, такой ток чаще всего возникает в тот момент, когда включают силовые трансформаторы в защищаемой цепи. При расчете токовой отсечки должно выполняться следующее условие:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (69)$$

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

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

Рассмотрим расчет уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для ЦРП - «ВТП – 1».

Значения толчков токов намагничивания всех трансформаторов для проверки ТО, определим по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (70)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (71)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,38 \text{ кА,}$$

$$3,21 \geq 1,38 \text{ кА.}$$

Выбор уставки произведен верно, исходя из условия выбора.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном значении двухфазных токов КЗ на месте установки защиты:

$$k_{\text{чТО}} = \frac{I_{\text{к max}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}}} \quad (72)$$

$$k_{\text{чТО}} = \frac{4,18}{3,21} = 1,3 \geq 1,2$$

Из указаний в ПУЭ коэффициент чувствительности ступени защиты для параметров тока и напряжения, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. Необходимость проверки длины линии (в процентах) при защите токовой отсечки, необходимо проводить при условии коэффициента чувствительности равным меньше 1,2. Для проверки данного условия строится график трехфазного КЗ в момент спада.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{\text{п0}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{\text{бр.нам}}$, кА	$I_{\text{к max}}^{(2)}$, кА	$k_{\text{чТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП						
ЦРП-ВТП1	4,921	3,21	1,38	4,18	1,3	-
ЦРП-ВТП2	3,97	2,12	1,38	2,58	1,21	-
ЦРП-ВТП5	4,04	3,29	1,38	4,1	1,26	-
ЦРП-ВТП6	3,99	3,15	1,38	3,85	1,22	-
ЦРП-ВТП14	4,93	4,08	1,38	5,1	1,25	-
ЦРП-ВТП18	3,45	3,08	1,38	3,8	1,24	-
ЦРП-ТП22	3,25	3,02	1,38	3,83	1,27	-

8.1.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Приведем пример участка ЦРП-ВТП1 для расчета уставок МТЗ.

Выражение для первичного тока срабатывания МТЗ, который определяется из условия отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.мах}, \quad (73)$$

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

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

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата токового реле; для «Серам 20» принимаем в пределах 0,92-0,95;

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (74)$$

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

$k_{т}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТПОЛ-СВЭЛ-10М с $I_{ном.} = 600$ А:

$$K_T = \frac{600}{5} = 120 ,$$

$$I_{с.р} = \frac{\sqrt{3}}{120} * 544,32 = 7,85 .$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Серам 20», имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \tag{75}$$

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

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{2585}{544,32} = 4,7 \geq 1,5$$

Расчет удовлетворяет условия для чувствительности в основной зоне защиты.

Для нахождения времени срабатывания «Серам 20» необходимо опираться на условие согласования тока и времени вместе с предыдущими и последующими элементами защитного устройства. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \tag{76}$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – степень селективности. Δt для «ТК» принимается $\approx 0,5$.

Предохранитель является одним из основных видов защиты трансформаторов на подстанции. Выбор предохранителей основывается на их совместной работе с автоматическим выключателем на 0,4 кВ, составляющая времени срабатывания находится в пределах $t_1 = 0,8 \dots 1,5$ с. Тогда, время срабатывания защиты «Seram 20» найдем по выражению:

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

Вставка с номинальным током равным 60 А, является наибольшей плавкой вставкой по всей рассматриваемой петле. Определение величины тока плавкой вставки, при котором она расплавится за время $t_{с.з.} = 1,3$ с, найдем из времятоковой характеристики предохранителя. Чтобы согласовать МТЗ и предохранители, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \tag{77}$$

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

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

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Выполнение условия соблюдается, тогда, на «ТК» защита срабатывает.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, A$	$I_{раб.мах}, A$	$I_{с.р.}, A$	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}, A$	Уставка тока, A
1	2	3	4	5	6	7
ЦРП-ВТП1	106,53	80,97	3,52	42,25	15	4
ЦРП-ВТП2	229,96	160,88	4,32	19,8	15	6
ЦРП-ВТП5	106,53	80,97	3,52	42,25	15	4
ЦРП-ВТП6	209,96	160,88	4,32	19,8	15	6

8.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Применение защиты ООЗ необходимо для защиты генераторов, электродвигателей и трансформаторов от однофазных замыканий на землю в виде в обмотках, а также для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью при трехфазном замыкании на землю. Такой вид защиты не только расширяет функциональные возможности, но еще и повышает чувствительность средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Для формирования сигнала на отключение защищаемой сети, нужно дополнительно выбрать фазу с наибольшим абсолютным значением напряжения относительно земли и измерить в ней ток утечки, который в свою очередь через общее сопротивление сети относительно земли, усредняют и по среднему значению измеренного тока, и на напряжения источника питания определяют сопротивление изоляции и сравнивают его с предельно допустимыми значениями, так выглядит принцип действия данной защиты. Чтобы найти место повреждения изоляции на текущем интервале времени, в соответствии с периодом промышленной частоты, необходимо найти соотношение указанных токов утечки при их сравнении. Также по токам утечки можно выявить дефекты изоляции на начальном этапе развития, для этого измеряют фазные напряжения и по отношению их с соответствующими токами утечки определяют общее сопротивление сети относительно земли.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка ЦРП-ВТП1:

$$I_{\text{с.з.}}^{O33} = k_{\text{отс}} \cdot I_c, \quad (78)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right) \quad (79)$$

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

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

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

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

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{\text{с.з.}}^{O33}$, А
ЦРП			
ЦРП-ВТП1	1,98	2,48	2,73
ЦРП-ВТП2	0,689	0,861	0,947
ЦРП-ВТП5	1,236	1,545	1,7
ЦРП-ВТП6	1,79	2,237	2,461
ЦРП-ВТП14	0,745	0,931	1,024
ЦРП-ВТП18	0,63	0,788	0,867

8.2 Релейная защита вводного выключателя ЦРП 10 кВ

8.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (66):

$$I_{c.з}^{TO} = 1,05 \cdot 4,921 = 7,38 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет ТО для ЦРП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{c.з.}^{TO}$, кА
1	2	3
ПС «СК-1»-ЦРП	4,921	7,38

Из расчетов можно сделать вывод, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей ЦРП.

8.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП по формуле:

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А.} \quad (80)$$

Для трансформатора тока марки ТПОЛ-СВЭЛ-10М установленных на вводе ЦРП 10 кВ с $I_{ном.} = 600 \text{ А}$:

$$K_T = \frac{600}{5} = 120,$$

$$I_{c.з.} = \frac{\sqrt{3}}{120} * 544,32 = 7,85$$

На основании значения уставки тока в 20 А, выбираем микропроцессорную защиту «Серам 20».

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{2585}{544,32} = 4,7 \geq 1,5$$

Расчет МТЗ для ЦРП приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет МТЗ для ЦРП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
ПС «СК-1» - ЦРП	544,32	170,88	7,85	4,7	12

Как видно из проведенных расчетов можно увидеть, что максимальную токовую защиту к установке можно принять.

8.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю.

Емкостной ток определяется по следующей формуле (84):

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

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (83):

$$I_{с.з.}^{TO} = 1,1 \cdot 2,48 = 2,728 А.$$

Расчет ЗНЗ для остальных ЦРП приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет ЗНЗ для РПЦ 10 кВ.

Участок сети	$l_{КЛ\Sigma}, км$	$I_c, А$	$I_{с.з.}^{TO}, А$
ПС «СК-1» - ЦРП	1,98	2,48	2,728

8.3 Релейная защита секционного выключателя

8.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки.

Формула для расчета тока срабатывания защиты выглядит следующим образом:

$$I_{с.з.}^{TO} = 1,05 \cdot 4,921 = 7,38 \text{ кА.}$$

Расчеты ТО для ЦРП сведем в таблицу 26,

Таблица 26 – Расчет ТО для ЦРП.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{TO}$, кА
1	2	3
ПС «СК-1» - ЦРП	4,921	7,38

Исходя из выполненного расчета, принимаем токовую отсечку на ЦРП.

8.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Определение тока срабатывания защиты произведем на примере ЦРП и найдем по формуле (77):

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

Для установленных на вводе ЦРП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 600 \text{ А}$:

$$K_T = \frac{600}{5} = 120 ,$$

$$I_{с.з.} = \frac{\sqrt{3}}{120} * 544,32 = 7,85 .$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Seram 20» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{2585}{544,32} = 4,7 \geq 1,5$$

Расчет МТЗ для остальных ЦРП приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
ЦРП					
ПС «СК-1» - ЦРП	544,32	170,88	7,85	4,7	12

По данным расчета можно сделать вывод, что максимальную токовую защиту (МТЗ) можно принять к установке.

8.4 Автоматический ввод резерва

Чтобы обеспечить нагрузок, которые подключены к системе, которая в свою очередь имеет не менее двух вводов, направленных на повышение надежности все системы электроснабжения, резервным электроснабжением используется АВР (автоматический ввод резерва).

Основная роль в работе такого переключателя заключается в контакторной группе. Контактная группа, это группа контактов, которые включают элементы, контролирующие наличие света. При исчезновении от контакторов поступает сигнал на управляющий механизм. В конце этот сигнал поступает на контролер. Контролера поступают команды, исходя из поступающих команд можно основываться для переключения на питание генератора и его включения.

Суть работы автоматического выключателя заключается в том, что при работе основной сети, контролером осуществляются переключения на сеть, в результате чего происходит отключение электроустановки.

Требования, предъявляемые к АВР:

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

- Для случая исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины АВР должен срабатывать всегда. В случае работы схемы дуговой защиты АВР блокируется, подобное мероприятие необходимо чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. При запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения, для случаев задержка переключения АВР необходима.
- АВР должен срабатывать однократно. Требование к однократному срабатыванию АВР обусловлено тем, что недопустимо многократно включать резервные источники питания в систему с еще не устранённым КЗ.

АВР делятся на следующие виды:

- В схемах АВР, где присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная, называют АВР одностороннего действия. При таком виде АВР, подключается резервная секция в случае потери питания рабочей секции.
- В схеме где любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной, называют АВР двухстороннего действия.
- Когда на отключенном вводе снова появляется напряжение, то он включается с выдержкой времени, а секционный выключатель в свою очередь отключается. При условии, что кратковременная параллельная работа двух источников питания не допустима, и сначала отключается секционный выключатель, а затем уже включается вводной, то такие АВР, называются АВР с восстановлением. С работой такого вида АВР схема возвращается в исходное состояние.
- АВР без восстановления.

8.5 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение (АПВ) — это средство автоматики, в котором отключенный выключатель через какое-то время снова включается.

АПВ делится на виды: однократного, двукратного и трехкратного действия (Возможность осуществления до восьми циклов АПВ, возможна только в современных схемах, но не во всех).

Основная задача АПВ заключается в том, чтобы объект электросистемы (это может быть потребитель, участок линии электропередачи, участок подстанции или электродвигатель) был восстановлен в работу. АПВ существует при отсутствии запрета на повторное включение.

Причин, которые вызывают остановку работы объекта существует огромное количество. Например, неисправность на КЛ или ВЛ. Схлесты проводов из-за сильной пляски или провиса, возникшее во время сильного ветра, короткие замыкания, перекрытия воздушной изоляции, обледенение проводов, и т. д. и т.п., эти причины можно отнести к основным. После исправления причины отключения с помощью АПВ, на отключенный объект или линию питание подается мгновенно. Потребитель безостановочно получает электроэнергию, а АПВ в свою очередь остается под напряжением.

Неисправности, которые самоустраиваются, после кратковременного пропададения напряжения, линия или объект снова начинают свою работу, называются неустойчивыми.

Чем выше напряжение, тем меньше выдержка времени, АПВ работает с задержкой времени в пределах от 0,2 – 0,5 до нескольких секунд в зависимости от напряжения в линии. Например, на линиях с напряжением 110 – 500 кВ время срабатывания может составить 0,15 сек. От сечения и материала проводов, зависит время действия устройства. Чем меньше сечение проводов, меньше воздушный промежуток между проводами тогда АПВ сработает не так успешно, как с проводами большого сечения. Для возвращения диэлектрической прочности изоляции воздушного промежутка в области горения дуги необходима задержка времени.

АПВ классифицируется:

Воздействие устройств АПВ на количество фаз, подразделяются на:

- АПВ, который включают в одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания), называется однофазное АПВ;
- АПВ, включаемое во все три фазы участка цепи, называется трёхфазное АПВ.
- В зависимости от характера повреждения участка сети, АПВ включают в одну или три фазы, называют комбинированные.

Классификация АПВ по способу его воздействия на выключатель бывает:

- АПВ, встраиваемые в пружинный привод, называют механические выключателя.
- АПВ, воздействующие на электромагнит включения выключателя, называют электрические.

Нецелесообразно использовать в схемах защитной автоматики механические АПВ, поскольку они работают без выдержки времени, лучше всего в схемах защитной автоматики использовать электрические АПВ.

Классификация АПВ по типу защищаемого оборудования:

- АПВ линии;
- АПВ шин;
- АПВ трансформаторов;
- АПВ электродвигателей.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

9.1 Расчёт заземлителя

Для расчета заземления данной работы используем заземление в виде замкнутого контура, установленного в трансформаторной подстанции.

На космодроме «Восточный» удельное сопротивление грунта принято считать равным 50 мОм. Согласно ПУЭ, общее сопротивление заземляющих устройств не может быть больше 4 Ом любого времени года. Заводом изготовителем выполняется внутренний контур заземления трансформаторной подстанции.

Горизонтальные и вертикальные заземлители составляют наружный заземлитель.

К контуру заземления способом болтового присоединения или сваркой будут присоединяться только те металлические нетоковедущие части, установленного на трансформаторной подстанции, оборудования, которые могут оказаться под напряжением. Сваркой соединяются внутренний и наружный контуры заземления.

В двух точках будут присоединяться к контуру заземления сварочным методом блок подстанции и все металлические лестницы. Остальные соединения контактов при устройстве контура заземления присоединяются свариваться. 4мм составляет высота сварных швов, а длина должна быть не менее 6 диаметров электрода заземления.

Устройство системы уравнивания потенциалов и внутреннего контура заземления в ходят в комплект поставки трансформаторной подстанции, но так как выбранная трансформаторная подстанция является уже готовым изделием, то задачи подобного рода регулируются заводом изготовителем.

Замер сопротивления замеряющего устройства производится после монтажа наружного контура заземления. Для достижения контуром заземления сопротивления не более 4 Ом, при необходимости можно увеличить количество вертикальных электродов.

Расчетное значение удельного сопротивления вертикальных заземлителей находится следующим образом:

$$\rho_{расч.в} = k_{м.в} \cdot k_{з.в} \cdot \rho_{изм}; \quad (81)$$

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

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

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

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

$$\rho_{расч.г} = k_{м.г} \cdot k_{з.г} \cdot \rho_{изм}; \quad (82)$$

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

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

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

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

Сопротивление одиночного стержня:

$$R_{\epsilon} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{L \cdot k_{у.в}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right); \quad (83)$$

где L – длина вертикального электрода;

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

b – вертикальный электрод, стержень из угловой стали;

t – глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли до середины электрода;

$$t = t_2 + \frac{L}{2}; \quad (84)$$

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

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

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

$$n = \frac{R_{\epsilon}}{R_3}; \quad (85)$$

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

К установке принимаем количество стержней равным 9.

Произведем проверку, количеству проверяемых стержней:

$$R_3 = \frac{R_3}{n}; \quad (86)$$

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

$$R_{зпрое} \leq R_3; \quad (87)$$

Условие выполняется, количество стержней выбрано верно.

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L \cdot k_{у.г}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_2^2}{D \cdot t_2} \right); \quad (88)$$

где L_2 – длина горизонтального электрода ($L_2 = 51 \text{ м}$);

t_2 – глубина заложения горизонтального электрода ($t_2 = 0,5 \text{ м}$);

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

Рассчитаем общее сопротивление контура заземления:

$$R_{общ} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3}; \quad (89)$$

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

Расчет контура заземления трансформаторной подстанции произведен,

верно, так как выполняется условие $R_{общ} \leq 4 \text{ Ом}$

10 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Цель данного раздела заключается в расчете затрат на строительство и обслуживание трансформаторной подстанции, а также экономической целесообразность проектируемого объекта.

10.1 Расчёт капиталовложений

Сумма вложения в кабельные линии и трансформаторы влияет на капитальные вложения при строительстве трансформаторной подстанции.

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (90)$$

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

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

Для конкретного случая имеет смысл учитывать капиталовложения в строительство КЛ.

Затрат на изыскательные работы и подготовку трассы составляют капиталовложения при прокладке КЛ.

при сооружении линий, капитальные вложения состоят из затрат на провода и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы, а также затраты на изыскательские работы и подготовку трассы. Капиталовложения при сооружении линий находим по формуле:

$$K_{КЛ} = K_{КЛ0} \cdot l \quad (91)$$

где $K_{КЛ0}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Затраты на КТП, приобретение трансформаторов и прочего оборудования составляют капитальные вложения при проектировании энергоснабжения трансформаторных подстанций.

$$K_{ВЛОЖ} = K_{ШИНА} + K_{КЛ} + K_{КТП} + K_{ТР} + K_{КУ} \quad (92)$$

где $K_{\text{ШИНА}}$ - капитальные затраты на покупку и эксплуатацию шинопровода;

$K_{\text{ТР}}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{\text{КТП}}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж КТП;

$K_{\text{КУ}}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ;

$K_{\text{КЛ}}$ - капитальные затраты на покупку кабелей.

Укрупненные показатели стоимости отдельных элементов сети определяют капитальные вложения. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции на 2018 год $k_{\text{инф}} = 2,67$.

10.2 Потери электроэнергии

Потокам эффективных мощностей и включающие в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года составляют потери электроэнергии.

$$\Delta W = \Delta W_{\text{кл}} + \Delta W_{\text{шина}} + \Delta W_{\text{тр}} \quad (93)$$

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

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

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

Потери электроэнергии в ВЛЭП определяются следующим образом:

$$\Delta W_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{pij}} \cdot r_{ij} \cdot l_{ij} \cdot T_p \quad (94)$$

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

r_{ij} - активное сопротивление линии; мОм;

l_{ij} - длина кабельной линии; км;

T_p - количество часов работы электрооборудования.

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_k + \Delta P_k \cdot \left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 \quad (95)$$

где ΔP_k - потери мощности в трансформаторе при КЗ;

S - расчетная мощность;

$S_{ном}$ - мощность трансформатора.

Потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{mp} \cdot T_p \quad (96)$$

10.3 Расчёт издержек

Эксплуатационные расходы (издержки) являются одними из важным технико-экономическим показателей, необходимых для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года. находятся по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} \quad (97)$$

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

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

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

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (98)$$

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

Определение издержек на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \quad (99)$$

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

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0 \quad (100)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт•ч;

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

10.4 Приведенные затраты

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (101)$$

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

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

I – ежегодные эксплуатационные расходы.

Рассмотрим расчет затрат на примере ТП-1.

Капиталовложения в комплектную трансформаторную подстанцию определяются по формуле:

$$K_{\text{КТП}2019} = K_{\text{инф}} \cdot K_{2\text{КТП}}; \quad (102)$$

$$K_{КТП2019} = 2,2 \cdot 438000 = 963600 \text{ руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{ТП} = K_{инф} \cdot K_{ТП} \cdot 2, \quad (103)$$

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

Капиталовложения для шинпровода:

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

Расчет капиталовложений для кабелей:

$$K_{КЛ} = 748 \cdot 30 = 22440 \text{ руб.}$$

$$\Sigma K_{КЛ} = 321605 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_{ВЛОЖ} = K_{ТП} + K_{КТП} + K_{КЛ} + K_{ШИНА}; \quad (104)$$

$$K_{ВЛОЖ} = 2327000 \text{ руб.}$$

Издержки на трансформаторную подстанцию ТП «ВТП – 1»:

Расчет затрат на эксплуатацию сетей:

$$a_{эксКЛ} = 0,044$$

$$a_{\text{эксШИНОПР}} = 0,044$$

$$I_{\text{экс}} = a_{\text{экскл}} \cdot (K_{\text{шина}} + K_{\text{кл}}); \quad (105)$$

Рассчитаем амортизационные отчисления:

$$T_{\text{шлин}} = 25$$

$$T_{\text{скл}} = 25$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{шина}}}{T_{\text{шлин}}} + \frac{K_{\text{кл}}}{T_{\text{скл}}};$$

(106)

$$I_{\text{ам}} = \frac{25300}{25} + \frac{495700}{30} = 32930 \text{ руб.}$$

Расчет потерь электроэнергии в кабелях и шинопроводах:

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

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

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

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = 1785 + 157830 + 112 = 159800 \text{ руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W_{\Sigma}} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{y0}; \quad (107)$$

$$I_{\Delta W_{\Sigma}} = 159830 \cdot 1,4 = 223720 \text{ руб.}$$

Рассчитаем суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 19730 + 32930 + 223830 = 276490 \text{ руб.}$$

Рассчитаем затраты:

$$З = 0,1 \cdot 2327000 + 276490 = 5091766 \text{ руб.}$$

Расчет затрат остальных ТП производится аналогично, результаты представлены в таблице 28.

Таблица 28 - Расчет затрат на проектирование электроснабжения.

Номер ТП	Капиталовложения, руб.	Издержки, руб.	Затраты, руб.
ВТП-1	2327000	276490	5091766
ВТП-2	2878000	256980	5447800
ВТП-5	2656000	331700	3582600
ВТП-6	2291210	298360	5274810
ВТП-14	3672000	423890	7910900
ВТП-18	2005690	367890	5684590
ТП - 22	2310320	475190	7062220

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Работа по технике безопасности, осуществляемая на космодроме «Восточный» основывается на организационных мероприятиях и технических средствах, которые предназначаются для того, чтобы предотвратить воздействие опасных факторов. Все устройства, эксплуатация оборудования и его ремонт должны соответствовать требованиям нормативных актов по охране труда предприятия. Используемые средства защиты, инструменты и приборы, которые применяются для обслуживания и осмотра зданий, сооружений и оборудования, обязательно должны быть осмотрены и подвергнуты испытаниям в соответствии со всеми нормативными актами по охране труда. На любом предприятии, в том числе и на космодроме должны быть разработаны и нормативные документы для работников различных специальностей, а также для отдельных видов работ, они должны соответствовать требованиям, изложенных в «Положении о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда», также необходимо соответствовать «Методическим указаниям по разработке правил и инструкций по охране труда». Все сотрудники предприятия должен знать и строго выполнять требования техники безопасности, принадлежащей к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте. Отраслевому положению о системе управления охраны труда должна соответствовать организация работы по технике безопасности на любом энергопредприятии. Ответственность, возлагаемая на руководство энергообъекта заключается в соблюдении правил техники безопасности.

11.1.1 Требования безопасности при эксплуатации КРУЭ.

КРУЭ способно обеспечивать высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, так как токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Риск, который может представлять оборудование КРУЭ, обуславливается несколькими причинами:

- 1 Сложность при проведении ремонта и монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию.

- 2 Может возникнуть опасность при проведении разгерметизации объемов КРУЭ, в следствии чего может возникнуть большая концентрация элегаза и его продуктов распада при наличии повреждений в совокупности с коротким замыканием.
- 3 Повышенное номинальное давление внутри оболочки (изоляционной среды) КРУЭ.
- 4 С воздействием внутренней дуги возникает резкое снижение давления, в следствии чего возникающая дуга может прожечь оболочку КРУЭ.

Требования безопасности при обслуживании КРУЭ:

- Температура поверхности частей управления не должна быть больше 40 °С, это условие характерно для изделий, выполненных из металла, для изделий, выполненных из материалов с низкой теплопроводностью, температура не должна превышать 45 °С. Эти условия применимы для органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук и для выполнения операций в аварийных ситуациях.
- Рукоятки привода должны быть окрашены в красный цвет. Окрашенная полоса красного цвета должна быть шириной 20 мм на съемных рукоятках, также необходимо нанести на привод заземлителей.
- Усилие, которое необходимо приложить к рукоятке привода не должно превышать 250 Н и требуется поворот привода в один поворот. Это необходимо для управления разъединителями и заземлителями.
- Усилие, прикладываемое к рукоятке привода при вращении более одного поворота не должно превышать 60 Н, если требуется больше одного поворота, то можно увеличить усилие до 120 Н, но на протяжении не более 10 % от общего числа необходимых оборотов.
- Усилие в размере 450 Н разрешается на протяжении угла поворота до 15° включительно.

Шкафы элементов КРУЭ способны выдержать не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей способны перенести не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены специальные блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

1 Блокировка, которая при включенном выключателе первичной цепи не допускает включение или отключение разъединителей;

2 Блокировка, которая не допускает включение разъединителей между разъединителем и заземлителем при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

3 Блокировка, исключающая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их управлении с помощью рукоятки.

В случае, когда плотность изолирующего газа снижается до минимального значения, предусмотрена сигнализация.

В дверях шкафов элементов КРУЭ установлены замки, открываемые одним ключом.

11.1.2 Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок.

Требования к технике безопасности, обусловленные наличием емкостей в значительном размере, необходимо соблюдать при эксплуатации конденсаторных установок.

Если своевременно не разрядить конденсатор, то прикосновение к нему будет сопровождаться появлением цепи разряда, замыкающейся через тело человека. Последствия полученных увечий от разряда конденсатором на организм человека носит различный характер и зависит многих факторов, на род полученных травм в основном зависит от емкости и напряжения, до которого конденсатор был заряжен. При больших значениях емкости и напряжения возникает опасность поражения от полученного разряда для человека. От сопротивления контактов между телом человека и участками цепи, находящимися рядом, зависит характер последствий поражения как электрическим током, так и разрядом конденсатора.

Создание схемы соединения, в которой произойдет немедленный разряд КУ после их отключения позволит избежать опасных последствий для человека. При возникновении случайного обрыва в цепи разрядных устройств или в случае, когда срабатывает предохранитель для групповой или индивидуальной защиты конденсаторов, конденсаторы в батарее могут оказаться еще заряженными после их отключения. Чтобы не допустить прикосновения к заряженным конденсаторам при его обслуживании необходимо выполнить ряд следующих требований [12]:

- Произвести контрольный разряд конденсаторов. В батареях с групповой защитой конденсатора, разряд производится для каждой группы, с индивидуальной защитой производится разряд каждого конденсатора в отдельности, при наличии общей защиты, разряд производится всей батарее в целом.
- При наличии общей или групповой защиты токоведущие шины в ошиновке батареи замыкаются накоротко при помощи стержня. При индивидуальной защите накоротко замыкаются зажимы с заземленным металлическим стержнем разрядной штанги.
- Необходимо произвести контрольный разряд конденсаторов как при разряде батареи на обмотках силового трансформатора или двигателя, так и отдельных разрядных сопротивлений, встроенных в сам конденсатор или пристроенным к зажимам конденсатора.

Дополнительные требования соблюдаются при испытаниях конденсаторов. При испытании конденсатора выпрямленным напряжением, в конце испытания конденсатор остается заряженным напряжением, которое больше номинального напряжения. В начале испытаний конденсатор необходимо разрядить, на подобранное в зависимости от испытательного напряжения, сопротивление [12].

11.2 Расчет шумового воздействия трансформатора

Технический комплекс находится на расстоянии 300 м от территории рабочей зоны, поэтому перед установкой трансформатора ТСЗ TRINAL 2500/10 кВА нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, Дба

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (108)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (109)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (110)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (111)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{\text{НОМ}} = 250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $U_{\text{НОМ}} = 380 \text{ кВ}$, трансформатор сухой класса напряжений 6(10) кВ, силовой трехфазный с естественным воздушным охлаждением (принудительной циркуляцией воздуха). Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 78 \text{ дБА}$.

Найдем допустимый уровень шума согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Исходные данные для расчета представлены в таблице 29

Таблица 29 - Исходные данные для расчета

Количество Трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Силовой трехфазный с естественным воздушным охлаждением принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида Д)	250	380	Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 * 10^{0.1*78}) = 81 \text{ дБА} \quad (112)$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 80 дБА:

$$ДУ_{LA} = 80 \text{ дБА}$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1*(81-80)}}{2*\pi}} = 0,448 \text{ м}$$

ВТП – 1, питающая МИК РН технического комплекса площадки 2.1 находится на удалении более 0,448 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума (встроенной трансформаторной подстанции) уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

11.3 Экологичность

При эксплуатации на промышленных предприятиях и в жилых зонах трансформаторных подстанций, трансформаторы, установленные внутри ТП создают шум, неблагоприятного воздействия на экологию, в следствии чего может привести к ухудшению здоровья обслуживающего персонала и населения в целом.

Вибрация, исходящая от оборудования является причиной шума трансформатора. Вибрация влияет на его механическую прочность из-за чего снижает срок его службы и повышает вероятность внутренних повреждений, которые в свою очередь могут привести к возникновению пожара.

В условиях постоянного воздействия на экологию имеет смысл эффективно разработать меры по снижению вибрации и возникновению от нее шума,

а также разработать средства способные ограничить их распространение в окружающую среду.

Этапы мероприятий по снижению шума трансформатора бывают следующими:

1. Обеспечить малозумность внутренних источников вибрации (обмоток, вентиляторов, магнитной системы);
2. Оградить источники звука внутри трансформатора с помощью звукопоглощающих устройств;
3. Обеспечение виброизоляции источников шума от металлической конструкции бака;
4. Принять меры по предотвращению распространения звука во внешнюю среду в местах где они эксплуатируются.

Для того чтобы уменьшить шум трансформатора на вибрирующие элементы можно установить так называемые демпферы, которые настраивают на определенную частоту. С их помощью можно снизить шум до 5 дБ.

Снизить шум так же можно с использованием звукоизолирующих панелей со звукопоглощающим покрытием.

Низкочастотный шум, который может передаваться через фундамент, где устанавливается трансформатор. В таком случае фундамент, где устанавливается трансформатор не должен иметь связи с конструкцией здания.

При пропитке и склейке магнитной системы сухих трансформаторов, в состав склейки входят эпоксидные смолы. Чем больше склеивающий материал проникает в толщу магнитной системы, тем больше эффект пропитки. Подобные мероприятия позволяют значительно снизить уровень исходящего звука от оборудования трансформаторов.

Иногда очень эффективным методом снижения шума может оказаться удаление кожуха, с последующей установкой ограждения на фундамент установки трансформатора.

Ослабление прессовки магнитной системы может возникнуть при эксплуатации трансформатора. В основном это ослабление стяжки листов стержня магнитопровода. Для снижения низкочастотных и высокочастотных составляющих шума следует восстановить прессовку, а между стержнем и обмоткой установить дополнительную рейку.

11.4 Чрезвычайные ситуации

В случае повреждения конденсаторной батареи на подстанции, возможно возникновение пожара. Локализация на начальной стадии зависит от средств тушения и умение ими пользоваться. Основные средства и вещества по предотвращению пожара, являются: вода, пена, асбестовые и войлочные полотна, песок и др.

При возгорании конденсаторной батареи на станции или подстанции дежурный или обслуживающий персонал должен выполнить все необходимые переключения.

Если конденсаторная батарея загорелась в помещении, то о случившемся необходимо сразу сообщить диспетчеру предприятия.

Если вытяжная и приточная вентиляции находятся в работе, то их следует немедленно отключить.

Тушение пожара производится с применением средств индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, изолирующие противогазы средства защиты кожаных покровов, защитных очков и шерстяной одежды, которая защищает от брызг электролита. Углекислотные огнетушители, аэрозольные огнетушители и воду используют в качестве средств предотвращения огня, возможно использовать их в сочетании друг с другом. Использование подобных средств предотвращения пожара (огня) осуществляется строго с соблюдением правил техники безопасности, заземлить пожарный ствол, использовать диэлектрические перчатки и боты.

В случае, когда электролит вытекает необходимо произвести его нейтрализацию щелочным составом или содовым раствором, при возможности ограничить его растекание.

При возгорании оборудования зарядных агрегатов проводить их тушение огнетушителями, соблюдая требования правил техники безопасности.

Класс пожара, на одной из подстанции космодрома, ПС «ВТП – 1» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е (щит пожарный для очагов пожара класса Е). Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На рассматриваемой подстанции «ВТП – 1» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии или при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот тип огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) крюком с деревянной рукояткой (в комплект щита входит один крюк);

г) комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик (предусматривается один комплект для ЩП-Е);

д) асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, конденсаторных установок, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с предотвращением огня, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара «ТК» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР были выполнены следующие работы:

- 1) Расчет электрических нагрузок ТП, питающих Технический комплекс.
- 2) Произведен выбор силовых трансформаторов.
- 3) Выполнен расчет токов короткого замыкания и рабочих токов.
- 4) Произведен выбор кабельных линий.
- 5) Произведен выбор электрического оборудования.
- 6) Произведен расчет релейной защиты на базе микропроцессорного устройства «Seram 20».
- 7) Произведен расчет заземления.
- 8) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации сухих трансформаторов марки ТСЗ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 4 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры» / Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 5 Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: практ. пособие / В. И. Дьяков; Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2003. – 148 с.
- 6 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие./А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 7 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с
- 8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
- 9 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. – 608 с
- 10 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)

11 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00/ РАО «ЕЭС России» – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 128 с.

12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.

13 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.

14 РД 153-34.0-20.525-00. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. – М. : 2000. – 33 с.

15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 10-500 кВ. Расчеты. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

19 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. – 368 с.

20 Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб. : ПЭИПК, 2003. – 555 с.

21 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 2012. – 214 с.

22 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

23 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с