

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения района города Благовещенск, ограниченного улицами Фрунзе – Зейская и Театральная - Пушкина

Исполнитель

студент группы 242об4

подпись, дата

В.А. Пшеничкин

Руководитель

доцент, к.т.н

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Пшеничкина Виктора Алексеевича_

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____ Реконструкция системы электроснабжения района города Благовещенск, ограниченного улицами Фрунзе – Зейская и Театральная – Пушкина.

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента _____ факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна работы _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____

должность, Ф.И.О., подпись

« ____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: _____

подпись заверяющего лица

М.П.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического
факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Специальность _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой
и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 97 стр., 13 рисунков, 41 таблицу, 7 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, КАЧЕСТВО.

В данной бакалаврской работе была произведена реконструкция системы электроснабжения района города Благовещенск, ограниченного улицами Фрунзе – Зейская и Театральная – Пушкина.

Основу данной работы включают следующие задачи:

- разработка вариантов внешнего электроснабжения и выбор одного путем технико-экономического сравнения, а также анализа установившегося режима обоих вариантов;
- расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования;
- выбор оборудования подстанции;
- расчёт релейной защиты трансформатора;
- анализ надежности подстанции;
- расчет молниезащиты подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	11
Введение	12
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА	13
1.1 Характеристика проектируемого района	13
1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети	13
1.3 Общая характеристика потребителей электроэнергии	14
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	16
2.1 Общие положения	16
2.2 Расчет нагрузок жилых зданий	17
2.3 Расчет осветительной сети	25
3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	26
3.1 Определение места расположения ТП	26
3.2 Выбор схемы и сечения распределительной сети 0,4 кВ	26
3.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ. Выбор ТП	32
3.4 Выбор схемы и конструкции ТП	33
3.5 Определение потерь напряжения в сетях 0,4 кВ	34
3.6 Определение потерь ЭЭ и М сетях 0,4 кВ	37
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	41
4.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН	41
4.2 Выбор места расположения РП	41
4.3 Выбор схемы и сечений питающей линии	42
4.4 Определение конструктивных параметров электрической сети	43
4.6 Определение потерь ЭЭ и М в сетях ВН	44
4.7 Выбор схемы и конструкции РП	45
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	46

5.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН	46
5.2 Расчет токов в сетях 0,4 кВ	48
6 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ	51
7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	52
7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП	52
7.1.1 Выбор и проверка выключателей	52
7.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока	54
7.1.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
7.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения	56
7.2 Выбор и проверка аппаратуры на ТП	56
7.2.1 Выбор выключателей нагрузки	56
7.2.2 Выбор предохранителей	57
7.2.3 Выбор и проверка автоматических выключателей	58
7.2.4 Прочие аппараты	59
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ	60
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	60
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	62
9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ	66
10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ	68
11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	69
11.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ	69
11.2 Выбор и проверка трансформатора тока	72
11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	76
11.4 Выбор и проверка сборных шин	78
11.5 Выбор и проверка предохранителей	82
11.6 Выбор и проверка автоматических выключателей	83
11.7 Выбор ограничителей перенапряжения	85

11.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	85
12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	87
12.1 Расчет токовой отсечки	89
12.2 Расчет максимальной токовой защиты	90
12.3 Расчет защиты от замыканий на землю	91
12.4 Выбор средств автоматики	92
12.4.1 Расчет АВР	92
12.4.2 Устройство АЧР	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	97

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ПС – подстанция;
- АПВ – автоматическое повторное включение
- КЗ – короткое замыкание;
- КС – компрессорная станция;
- РУ – распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛ – воздушная линия;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТН – трансформатор напряжения;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗШ – дифференциальная защита шин;
- ДФЗ – дифференциально-фазная защита;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- РПН – регулирование напряжения под нагрузкой.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей данной бакалаврской работы, создать наиболее экономичную и надежную схему электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов, средств КРМ, сечения кабелей. В результате чего снижаются затрат при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для его потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности.

Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов. Вследствие, развитие промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

1.1 Характеристика проектируемого района

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области, располагается на юге Амурской области. По численности населения город относится к группе крупных городов. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков.

1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети

Согласно РД 34.20.185-94, схемы распределительной сети условно объединены в три группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей.

К первой группе отнесены схемы, для которых учитывается, что при повреждении любого элемента распределительной сети восстановление питания потребителей может быть произведено только после ремонта этого элемента сети или его замены и относятся к 3 категории по надежности электроснабжения.

Вторая группа охватывает схемы, в которых восстановление питания потребителей обеспечивается при повреждении элементов сети за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала и относятся ко II категории по надежности электроснабжения. Вторая группа схем удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроснабжению основной массы городских и сельских потребителей.

Схемы второй группы базируются на использовании так называемых петлевых линий и магистральных, то есть линий, имеющих двухстороннее

питания. При этом предусматривается также частичное резервирование трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ.

К потребителям 1 категории относятся потребители, электроснабжение которых не должно прерываться ни на секунду, так как это может привести к гибели людей либо к очень большим убыткам. Таких потребителей в селе Романовка нет.

Схемы питания потребителей III категории базируются на использовании петлевых и радиальных линий, обычно без резервирования. Среди потребителей электроэнергии села Романовка имеются потребители 2 категории (котельные) и потребители III категории (одно- и двухквартирные дома).

1.3 Общая характеристика потребителей электроэнергии

Все потребители города, по характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки, разбиваются на следующие группы:

- 1) потребители селитебных зон;
- 2) промышленные потребители;
- 3) коммунальные потребители общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт и т.д.);
- 4) потребители пригородных районов.

Схема электроснабжения города в целом обеспечивает надежность питания, регламентируемую ПУЭ и главой РД 34.20185-94. Все потребители 1 категории подключаются к двум независимым источникам питания, в качестве которых в соответствии с [1] приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения указанных потребителей применяются двухтрансформаторные ТП-10/0,4 кВ с секционированными шинами (для двухлучевой схемы). Во всех случаях применяется АВР.

К 1 категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушить важные элементы городского хозяйства, нанести значительный ущерб народному хозяйству.

В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты, эвакуационное и аварийное освещение домов высотой более 17 этажей. К 1 категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности работы которых зависит жизнь больных.

Ко 2 категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. ЦТП, обслуживающие дома и общежития высотой 16 этажей и менее, - относятся ко второй категории, а также электроприемники детских садов и яслей.

К 3 категории относятся все остальные электроприемники, не вошедшие в определение 1 и 2 категорий.

В рассматриваемой части города располагается 12 трансформаторных подстанций, способ соединения которых представлен в графической части курсового проекта.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Расчет нагрузок производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения и включает два этапа:

- 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- 2) расчет на этой основе нагрузки отдельных элементов сети.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии, с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчета. В электрических сетях применяется стандартное оборудование (в частности силовые трансформаторы и выключатели), параметры которых изменяются ступенями с достаточно большим шагом 1,4 – 1.6.

Особенности расчета электрических нагрузок в городских сетях заключается в том, что жилые дома потребляют в основном активную нагрузку, поэтому выбор числа и мощности трансформаторов ТП обычно производится без компенсации реактивной мощности. Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительного расчета, нагрузки элементов системы электроснабжения села могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Расчетные нагрузки жилых зданий села складываются из нагрузок квартир. Под расчетной понимают такую нагрузку, при длительном потреблении которой элементы системы электроснабжения нагружаются до

такой же температуры, до которой они нагрелись бы при потреблении действительной, изменяющейся с течением времени нагрузки.

2.2 Расчет нагрузок жилых зданий

Действующая методика определения нагрузки жилых зданий регламентирована РД34.20.185-94 [10]. При расчете используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов. Действующие нормированные значения удельной нагрузки при многоэтажной застройке для четырех вариантов электропотребления жилых квартир, определяемого видом плиты для приготовления пищи, с квартирами посемейного заселения общей площадью до 55 м².

Значения нагрузок являются приведенными, т. е. определены с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир. Расчетная электрическая нагрузка квартир $R_{кв}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$R_{кв} = R_{кв. уд.} \cdot n, \quad (1)$$

где $R_{кв. уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, кВт/м², кВт/чел [10].

n – количество квартир, метров квадратных, посадочных мест.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников R_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$R_c = R_{п.л} + R_{ст}, \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок $R_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$R_c = R_{п.л} + R_{ст}, \quad (3)$$

где k_c – коэффициент спроса [10],

пл – количество лифтовых установок;

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k' :

$$P_{ст.у} = k' \cdot c. \quad (4)$$

где – установленная мощность санитарно-технического устройства, кВт [10].

Расчетная нагрузка групповых и питающих линий от электроприемников, подключаемых к розеткам в общежитиях коридорного типа определяется по формуле:

$$P_{р.р.} = P_{р.уд.} \cdot пр \cdot K, \quad (5)$$

где $P_{р.уд.}$ – удельная мощность на 1 розетку, при числе розеток до 100, принимаемая 0,1 кВт, свыше 100 – 0,06 кВт ;
 $пр$ – число розеток;

$K_{ор}$ – коэффициент одновременности для сети розеток, определяемый в зависимости от числа розеток.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_u P_c, \quad (6)$$

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

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;
 k_u – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9) [10].

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.мах}, \quad (7)$$

где $P_{зд.мах}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{у}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Приведем расчет нагрузки ТП № 48 на основании изложенной методики: расчетную удельную нагрузку жилых домов с электропищеприготовлением примем по «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» [10].

1,5 кВт/кв. (для 57 жилых домов по улице Чкалова с №1 по №57)
 $P_{ж.д.} = 1,5 \cdot 57 = 85,5$ кВт.

Расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$P_{р.л} = P_{зд.мах}, \quad (8)$$

где $P_{зд.мах}$ – коэффициент мощности нагрузки.

Расчетная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_{у} P_{с}, \quad (9)$$

$$P_{ст.у} = k' \cdot c. \quad (10)$$

где n – число отходящих групп (вводов).

Таблица 1 – Результаты расчёта нагрузок для квартала №1

ТП№6 400 кВА	кол -во	Кол -во кв.	Пло щадь	Кол- во мест	Руд	Tg f	P, кВт	Q,кВар	S, кВА	Кз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Школа №1	1			220	0,25	0,38	55	20,9		
Д.Сад	1			80	0,46	0,25	36,8	9,2		
Гараж	11				1	0,2	11	2,2		
Дом 3х эт	4	24			1,4	0,2	134, 4	26,88		
Дом 2х эт	3	16			1,8	0,2	86,4	17,28		
Торгвый центр	1		800		0,16	0,7	128	89,6		
Частный сектор	50				1,4	0,2	70	14		
упк	1		650		0,04 3	0,48	27,9 5	13,416		
Магазин прод.	2		20		0,25	0,7	10	7		
магазин не прод.	3		25		0,16	0,7	12	8,4		
Итого							408	119,54	425,729	1,064322
ТП№27 250 кВА										
гараж	7				1	0,2	7	1,4		
Дом 3х эт	1	24			1,4	0,2	33,6	6,72		
Кафе морозко	1			30	1,04	0,2	31,2	6,24		
Магазин спектр	1		70		0,15	0,7	10,5	7,35		
Дом 2х эт	3	16			1,8	0,2	86,4	17,28		
Частный сектор	3				1,4	0,2	4,2	0,84		
магазин прод	5	20			0,25	0,7	25	17,5		
магазин не прод.	4	25			0,16	0,7	16	11,2		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Аптека	1		30		0,16	0,48	4,8	2,304		
Церковь	1		80		0,25	0,7	20	14		
Почта	1		50		0,05 4	0,57	2,7	1,539		
Админ. Зд.	1		800		0,04 3	0,48	34,4	16,512		
Универмаг	1		400		0,16	0,7	64	44,8		
Торговый центр	1		300		0,16	0,7	48	33,6		
Итого							228, 94	85,178	244,272	0,977088 043

Таблица 2 – Результаты расчёта нагрузок для квартала №2

№ ТП	ТП 1	P сумм	Q сумм	Scумм
1	2	3	4	5
ТП 1	φ-1	34,7	8,19	35,65341639
	φ-2	19,6	3,92	19,98815649
	φ-3	36,3	7,26	37,01888167
	φ-4	35,9	7,18	36,61096011
ТП 2	φ-1	36,1	8,47	37,08033037
	φ-2	34,5	6,9	35,18323464
	φ-3	38,9	9,03	39,93433235
	φ-4	33,6	6,72	34,26541113
ТП 3	φ-1	34,5	6,9	35,18323464
	φ-2	28	5,6	28,55450928
	φ-3	44,3	8,86	45,17731289
ТП 4	φ-1	46,2	10,49	47,37594432

	2	3	4	5
	φ-2	46,7	10,59	47,8856774
	φ-3	49,22	10,58	50,34426283
ТП 5				
	φ-1	100,8	20,16	102,7962334
	φ-2	67,46	13,7328	68,84360098
	φ-3	88	26,4	91,87469728
	φ-4	112,5	78,75	137,3237507
	φ-5	53	16,62	55,54479634
	φ-6	108,5	75,95	132,4411284
	φ-7	119,856	74,726	141,2424717
ТП 6	φ-1	124,21	38,307	129,9828848
	φ-2	26,6	37,24	45,76437042
	φ-3	88,6	19,112	90,63789795
ТП 7	φ-1	62,24	23,248	66,44010163
	φ-2	80,2	16,04	81,788273
	φ-3	94,132	19,11536	96,05326862
ТП 8	φ-1	153,6	30,72	156,6418795
	φ-2	37,36	9,312	38,50302513
	φ-3	54,04	35,608	64,71670004
ТП 9	φ-1	99,67	17,30111	101,1604533
	φ-2	50,24	11,0112	51,43252012
	φ-3	82,888	21,53024	85,63861149

Таблица 3 – Результаты расчёта нагрузок для квартала №3

ТП №	Длина улицы	Руд	Tan	Росв	Qосв	S осв
1	3,2	3,9	0,75	12,48	9,36	15,6
2	2,55	3,9	0,75	9,945	7,45875	12,43125
3	2,15	3,9	0,75	8,385	6,28875	10,48125
4	1,3	3,9	0,75	5,07	3,8025	6,3375
5	1,42	3,9	0,75	5,538	4,1535	6,9225
6	1,3	3,9	0,75	5,07	3,8025	6,3375
7	1,25	3,9	0,75	4,875	3,65625	6,09375
8	0,65	3,9	0,75	2,535	1,90125	3,16875
9	1,25	3,9	0,75	4,875	3,65625	6,09375

Таблица 4 – Результаты расчёта нагрузок для квартала №4

№ТП	Фидер	Сумм	Ірач	Ідл. Доп	Сечение
1	2	3	4	5	6
ТП 1	ф-1	35,65341639	54,169762	160	3x35+1x50
	ф-2	19,98815649	30,368862	130	3x25+1x35
	ф-3	37,01888167	56,244372	160	3x35+1x50
	ф-4	36,61096011	55,624599	160	3x35+1x50
ТП 2	ф-1	37,08033037	56,337733	160	3x35+1x50
	ф-2	35,18323464	53,455395	160	3x35+1x50
	ф-3	39,93433235	60,673941	160	3x35+1x50

	2	3	4	5	6
	φ-4	34,26541113	52,060906	160	3x35+1x50
ТП 3	φ-1	35,18323464	53,455395	160	3x35+1x50
	φ-2	28,55450928	43,384088	130	3x25+1x35
	φ-3	45,17731289	68,639826	160	3x35+1x50
ТП 4	φ-1	47,37594432	71,980301	160	3x35+1x50
	φ-2	47,8856774	72,75476	160	3x35+1x50
	φ-3	50,34426283	76,490194	160	3x35+1x50
ТП 5	φ-1	102,7962334	156,18272	195	3x50+1x50
	φ-2	68,84360098	104,59703	160	3x35+1x50
	φ-3	91,87469728	139,58916	195	3x50+1x50
	φ-4	137,3237507	208,64185	240	3x70+1x95
	φ-5	55,54479634	84,391587	160	3x35+1x50
	φ-6	132,4411284	201,22348	240	3x70+1x95
	φ-7	141,2424717	214,59573	240	3x70+1x95
ТП 6	φ-1	129,9828848	197,48856	240	3x70+1x95
	φ-2	45,76437042	69,531767	160	3x35+1x50
	φ-3	90,63789795	137,71004	195	3x50+1x50
ТП 7	φ-1	66,44010163	100,94529	160	3x35+1x50
	φ-2	81,788273	124,26442	160	3x35+1x50
	φ-3	96,05326862	145,93784	195	3x50+1x50
ТП 8	φ-1	156,6418795	237,99271	300	3x95+1x95
	φ-2	38,50302513	58,499295	130	3x25+1x35

	φ-3	64,71670004	98,326853	160	3x35+1x50
	2	3	4	5	6
ТП 9	φ-1	101,1604533	153,69741	195	3x50+1x50
	φ-2	51,43252012	78,14363	160	3x35+1x50
	φ-3	85,63861149	130,11441	160	3x35+1x50

2.3 Расчет осветительной сети

Нагрузка уличного освещения определяется по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (7)$$

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проектирования схемы низковольтного электроснабжения необходимо учитывать всех потребителей рассматриваемого района, для этого мы делим потребителей по характерным категориям по надежности, для потребителей первой и второй категории необходимо учитывать дополнительное резервирование. Схема построения системы должна предусматривать возможность его поэтапного сооружения в пределах его расчетного срока проектирования, а так же возможность последующего развития системы за пределами указанного срока без её коренного переустройства.

3.1 Определение места расположения ТП

Трансформаторные подстанции наиболее целесообразно располагать в центре электрических нагрузок со смещением их в сторону питания, для этого мы составляем план и производим соответствующие расчеты. Но в настоящее время в связи с большим удорожанием земельных участков, целесообразно располагать ТП по периметру проектируемого квартала, так как данное расположение исключает отстройку дополнительной территории для проезжей части к ТП, и так же наиболее удобно для проектирование самой ТП.

3.2 Выбор схемы и сечения распределительной сети 0,4 кВ

Схема построения сети определяет способ коммутации ее линий, условие резервирования ее отдельных элементов, расчетные режимы работы сети, особенности конструктивного выполнения ТП и используемых средств защиты и автоматики. Различают следующие схемы: петлевая, кольцевая, лучевая, радиальная и другие. В данном курсовом проекте у меня преобладают потребители второй категории по этому целесообразно использовать петлевые схемы электроснабжения.

Далее нам необходимо выбрать необходимое количество линий для питания потребителей, мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных переключениях. Трасса кабеля выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть.

Расчетная нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по следующей формуле:

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2} \quad (8)$$

Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии в нормальном режиме и проверить его по току в послеаварийном режиме с учетом перегрузочной способности. Для определения тока в нормальном режиме необходимо найти точку размыкания петли. Для определения тока в послеаварийном режиме размыкаем петлю на головном участке.

Ток в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (9)$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (10)$$

После определения тока в нормальном режиме определяем длительно допустимый ток, который определяется по следующей формуле:

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (11)$$

После чего проверяем выбранное сечение по следующей формуле:

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (12)$$

Таким образом, для примера, рассмотрим выбор необходимого сечения для кабеля ТП1-1.

Таблица 6 – Результаты расчётов КЛ и выбор сечения для квартала №1

Номер ТП	$S_{\text{расч.}}$, кВА	$S_{\text{т}}$, кВА	k_3	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5
ТП1	144.87	160	0,905	ТМ160/10
ТП2	158.89	250	0,635	ТМ250/10
ТП3	119,39	160	0,74	ТМ160/10
ТП4	151,94	160	0,94	ТМ160/10
ТП5	736.98	1000	0,74	ТМ1000/10
ТП6	272.72	400	0,68	ТМ400/10
ТП7	250.38	400	0,62	ТМ400/10
ТП8	263.03	400	0,65	ТМ400/10
ТП9	272.33	400	0,67	ТМ400/10

Таблица 7 – Результаты расчётов КЛ и выбор сечения для квартала №2

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	R, ом	X, ом	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-ф1	34,7	8,19	35	1,11	0,08	9,78	0,7	10738,7
ТП1-ф2	19,6	30,37	25	1,54	0,0827	13,93	0,75	15299,04
ТП1-ф3	36,3	7,26	35	1,11	0,08	10,54	0,76	11576,99
ТП1-ф4	35,9	7,18	35	1,11	0,08	10,31	0,74	11323,26
ТП2-ф1	36,1	8,47	35	1,11	0,08	10,58	0,76	11615,46
ТП2-ф2	34,5	6,9	35	1,11	0,08	9,52	0,69	10457,33
ТП2-ф3	38,9	9,03	35	1,11	0,08	12,27	0,88	13472,31
ТП2-ф4	33,6	6,72	35	1,11	0,08	9,03	0,65	9918,85
ТП3-ф1	34,5	6,9	35	1,11	0,08	9,52	0,69	10457,33
ТП3-ф2	28	5,6	25	1,54	,0827	8,69	0,47	9547,84
ТП3-ф3	44,3	8,86	35	1,11	0,08	15,7	1,13	17242,09
ТП4-ф1	46,2	10,49	35	1,11	0,08	17,27	1,25	18961,16
ТП4-ф2	45,7	10,59	35	1,11	0,08	17,64	1,27	19371,38
ТП4-ф3	49,22	10,58	35	1,11	0,08	19,5	1,4	21411,6
ТП5-ф1	100,8	20,16	50	0,82	0,0794	60,15	5,81	66048,26
ТП5-ф2	67,46	13,73	35	1,11	0,08	36,46	2,63	40037,77
ТП5-ф3	88	26,4	50	0,82	0,0794	48,05	4,64	52759,27
ТП5-ф4	112,5	78,75	70	0,57	0,0785	74,18	10,25	81446,94

ТП5-φ5	53	16,62	35	1,11	0,08	23,74	1,71	26063,69
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП5-φ6	108,5	74,95	70	0,57	0,0785	68,4	9,45	75106,39
ТП5-φ7	119,86	74,7	70	0,57	0,0785	78,46	10,84	86149,03
ТП6-φ1	214,21	38,31	70	0,57	0,0785	66,46	9,05	72971,93
ТП6-φ2	26,5	37,24	35	1,11	0,08	16,11	1,16	17693,11
ТП6-φ3	88,6	19,11	50	0,82	0,0794	46,75	4,52	51348,36
ТП7-φ1	62,24	23,25	35	1,11	0,08	33,96	2,45	37291,5
ТП7-φ2	80,2	16,04	35	1,11	0,08	51,47	3,72	56510,8
ТП7-φ3	94,132	19,12	50	0,82	0,0794	52,52	5,07	57667,5
ТП8-φ1	153,6	30,72	95	0,411	0,0762	69,84	12,95	76681,9
ТП8-φ2	37,36	9,31	25	1,54	,0827	12,81	0,85	17359,83
ТП8-φ3	54,04	35,61	35	1,11	0,08	32,22	2,33	35381,97
ТП9-φ1	99,67	17,3	50	0,82	0,0794	58,25	5,63	63962,71
ТП9-φ2	50,24	11,01	35	1,11	0,08	20,35	1,47	22347,1
ТП9-φ3	82,89	21,53	35	1,11	0,08	56,43	4,07	61959,44

Таблица 8 – Результаты расчётов КЛ и выбор сечения для квартала №3

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	138,98	35,9	160	2,14	5,38
ТП2	153,1	38,6	250	1,47	4,23

ТП3	115,2	27,6	160	1,46	3,67
1	2	3	4	5	6
ТП4	147,2	35,5	160	2,38	5,99
ТП5	655,7	310,5	100	5,69	23,03
ТП6	244,5	98,5	400	2,39	7,42
ТП7	241,5	62,1	400	2,14	6,64
ТП8	247,5	77,5	400	2,31	7,19
ТП9	237,7	53,5	400	2,04	6,34

Таблица 9 – Результаты расчётов КЛ и выбор сечения для квартала №4

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП1	138,98	35,91	2,13	5,38	141,11	41,3
ТП2	153,05	38,58	1,37	4,23	154,5	42,8
ТП3	115,19	27,65	1,45	3,67	116,64	31,3
ТП4	147,19	35,46	2,38	5,99	149,57	41,45
ТП5	655,65	310,5	5,7	23,03	661,344	333,52
ТП6	244,5	98,46	2,39	7,43	246,87	105,89
ТП7	241,45	62,06	2,14	6,64	243,58	68,7
ТП8	247,54	77,54	2,31	7,19	249,85	84,7

ТП9	237,67	53,5	2,04	6,34	239,7	59,84
-----	--------	------	------	------	-------	-------

3.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ. Выбор ТП

При определении расчетной нагрузки на шинах ТП необходимо учитывать как нагрузку каждого индивидуального потребителя, так и ее характер, то есть учитывать эффект несовпадения максимумов нагрузки потребителей, определение нагрузок в этом случае производится с использованием коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчет нагрузок трансформатора, с присоединенными к нему нагрузками каждого из зданий, с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки определяется по следующей формуле:

$$Z = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l \quad (13)$$

где - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;

$$\delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_c^2} \cdot Z_{ij} \quad (14)$$

где - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{ij}^H = S_{ij}^K + \delta S_{ij} \quad (15)$$

Выбранные трансформаторы проверяют по коэффициенту систематических перегрузок:

$$S_{1i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Z_{i1}^*}{Z_{1-i}^*} \quad (16)$$

где - расчетная нагрузка ТП;

- мощность трансформаторов.

Рассмотрим пример расчёта для ТП №1.

Выбираем трансформатор марки ТМГ – 630/10. Результаты расчета нагрузок трансформаторов покажем в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета нагрузок трансформаторов.

Маршрут	ΔS , кВА	S_n , кВА	S_k , кВА
РП-ТП3	0,063287+0,000918i	1018+214.545i	385.4+122.677i
ТП1-ТП3	0,0086602+0,000121i	643.221+73.774i	156.619+61.202i
ТП1-ТП2	0,008853+0,000128i	245.15+74.054i	54.189+54.2i
ТП2-ТП4	0,004437+0,000645i	805.239+177.171i	362.869+112.956i
РП-ТП4	0,0897338+0,0001359i	1853+356.483i	955.878+226.224i
РП-ТП5	0,02546+0,000369i	506.155+145.672i	751.574+238.376i
ТП5-ТП8	0,001249+0,0001814i	2135+419.66i	2249+549.554i
ТП8-ТП9	0,00011831+0,0000178i	5008+2.267i	619.073+210.804i
ТП9-ТП7	0,00018325+0,00002655i	377.523+127i	751.574+238.376i
ТП7-ТП6	0,0001258+0,00001827i	39216+6204i	251.689+108.734i
ТП6-РП	0,032984+0,004787i	39219+6204i	6237+1417i

3.4 Выбор схемы и конструкции ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ и КТПБ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются. Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и

жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

3.5 Определение потерь напряжения в сетях 0,4 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать 5% в нормальном режиме, и 10% в аварийном режиме.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta S_1 + \sum_1^n \Delta S_2 \quad (17)$$

где , -удельное активное и индуктивное сопротивление;

-длина питающей или распределительной линии, км.

Таблица 11 – Результаты определения потери напряжения в кабелях по кварталу №1

№ ТП	U, кВ (Норм.режим)	Uмод, кВ	U, кВ (ПА.режим)	Uмод, кВ
1	2	3	4	5
ТП1	9.959+0,002582i	9.959	9.735+0,00407i	9.735
ТП2	9.951+0,003911i	9.951	9.698+0,006779i	9.698
ТП3	9.943+0,005118i	9.943	9.69+0,008015i	9.69
ТП4	9.917+0,006962i	9.917	9.682+0,008868i	9.682
ТП5	9.948+0,004127i	9.948	9.986+0,004519i	9.986
ТП6	9.821+0,00923i	9.821	9.963+0.011i	9.963

ТП7	9.798+0.0012i	9.798	9.947+0.014i	9.947
ТП8	9.789+0.0014i	9.789	9.929+0.018i	9.929
ТП9	9.978+0,005174i	9.978	9.925+0.019i	9.925

Таблица 12 – Результаты определения потери напряжения в кабелях по кварталу №2

Участок сети	L, м	I _{расч} А	I _{доп} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
РП-ТП3	0,624	6,855	110	161,5	35	АСБл (3х35)
РП-ТП4	0,15	10.488	110	161,5	35	АСБл (3х35)
РП-ТП5	0,132	75.347	134	196,8	50	АСБл (3х50)
РП-ТП6	0,693	30.764	134	196,8 5	50	АСБл (3х50)
ТП1-ТП3	0,56	2,515	110	161,5 9	35	АСБл (3х35)
ТП1-ТП2	0,505	2,339	110	161,5 9	35	АСБл (3х35)
ТП2-ТП4	0,494	5,915	110	161,5 9	35	АСБл (3х35)
ТП6-ТП7	0,271	16,051	134	196,8 5	50	АСБл (3х50)
ТП5-ТП8	0,356	31,076	134	196,8 5	50	АСБл (3х50)
ТП7-ТП9	0,546	0.653	134	196,8 5	50	АСБл (3х50)

ТП8-ТП9	0,324	14,979	134	196,8 5	50	АСБл (3х50)
---------	-------	--------	-----	------------	----	-------------

Таблица 13 – Результаты определения потери напряжения в кабелях по кварталу №3

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	2,49	2,16	1,85	6,5
К2	2,16	1,87	1,85	5,64

Таблица 14 – Результаты определения потери напряжения в кабелях по кварталу №4

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
1	2	3
К1	4,1	4,17
К3	5,73	5,86
К5	4,1	4,17
К7	4,1	4,17
К9	11,35	11,69
К11	7,66	7,87
К13	7,66	7,87
К15	7,66	7,87
К17	7,66	7,87
К2	11,61	3,82

K4	15,73	5,11
K6	11,62	3,82
K8	11,55	3,78
1	2	3
K10	27,94	9,27
K12	20,28	6,58
K14	20,34	6,66
K16	20,34	6,63
K18	20,34	6,65

3.6 Определение потерь ЭЭ и М сетях 0,4 кВ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{Z_{\Sigma}} \quad (18)$$

где - расчетный ток участка, А;

- удельное активное сопротивление, Ом/км;

- длина участка, км.

Энергия теряемая на участке линии определяется по следующей формуле:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к.р.}} \% \cdot U_{\text{осн}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \cdot 10^3 \quad (19)$$

где - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном} \quad (20)$$

где - число часов использования максимума нагрузки, час.

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 15, 16, 17 и 18.

Таблиц 15 – Результаты определения потерь ЭЭ и М для квартала №1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/ТЕЛ -10-20/630-УЗ	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 252,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,8 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{по} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пт} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{ат} = 16,5 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Таблиц 16 – Результаты определения потерь ЭЭ и М для квартала №2

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5

Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Таблиц 17 – Результаты определения потерь ЭЭ и М для квартала №3

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{p\max} = 252,2 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{kp} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Таблиц 18 – Результаты определения потерь ЭЭ и М для квартала №4

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Питающие сети 6 – 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городского распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от

РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке токораздела.

4.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент участия в максимуме нагрузок. Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяется по следующим формулам:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (21)$$

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (22)$$

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (23)$$

где - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7, так как количество трансформаторов (5-10).

4.2 Выбор места расположения РП

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях, условия застройки района. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10 – 15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии и лишнего проводникового металла.

4.3 Выбор схемы и сечений питающей линии

Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке токораздела. Расчетная нагрузка линии определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (24)$$

где - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимается в зависимости от количества трансформаторов. Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии в нормальном режиме и проверить его по току в после аварийном режиме с учетом перегрузочной способности. Для определения тока в нормальном режиме необходимо найти точку размыкания петли. Для определения тока в послеаварийном режиме размыкаем петлю на головном участке.

Ток в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{P..л.норм} = \frac{S_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\text{ц}}} \quad (25)$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{дл.доп}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{\text{дл}} \quad (26)$$

После определения тока в нормальном режиме определяем длительно допустимый ток, который определяется по следующей формуле:

$$K = L \cdot n_{\text{ц}} \cdot (Cm_{\text{м.каб}} + Cm_{\text{м.тр}}) \cdot \kappa_{\text{зонал}} \quad (27)$$

После чего проверяем выбранное сечение по следующей формуле:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (28)$$

Таким образом, выбираем кабель АПвПг, сечением 50 мм². Полученные данные для выбора остального сечения сведем в таблицу 19. Таблица 19 – Параметры для выбора сечения кабеля на 10 кВ

4.4 Определение конструктивных параметров электрической сети

Для электроснабжения в данном курсовом проекте я использовал кабели 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, прокладываемые в траншеях. Основное преимущество пропускная способность на 20 – 30 % больше, чем для кабелей с бумажной изоляцией, высокий ток термической стойкости при КЗ, повреждаемость в 3 – 50 раз ниже, чем кабеля с бумажно – пропитанной изоляцией. Кроме того, выпускаются кабели, бронированные алюминиевыми круглыми и плоскими проволоками, а так же стальными лентами.

4.5 Определение потерь в сетях ВН

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать 5%.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_n + x_{сис})^2 + (\sum r_n)^2} \quad (29)$$

Результаты расчёта для потери напряжения других кабелей сведём в таблицу 20.

Таблица 20 – Результаты решения для потери напряжения

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
1	2	3
$I_{max} = 252,2 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 260 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

4.6 Определение потерь ЭЭ и М в сетях ВН

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (30)$$

Энергия теряемая на участке линии определяется по следующей формуле:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} \quad (31)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблиц 21 – Результаты определения потерь ЭЭ и М

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	978.8	706.4	800	ВА53-41
ТП2	1508	1088	1280	ВА53-43
ТП3	1112	802.7	1000	ВА53-43
ТП4	636.6	459.4	630	ВА53-41
1	2	3	4	5
ТП5	1085	783.2	800	ВА53-41
ТП6	766.5	553.1	800	ВА53-41
ТП7	733.5	529.3	630	ВА53-41

ТП8	492.7	355.5	630	BA53-41
ТП9	813.6	587.2	630	BA53-41

4.7 Выбор схемы и конструкции РП

Схема и конструкция РП представлена в следующем виде: питание РП по двум линиям, работающим параллельно; секционирование шин осуществляется путем установки АВР на секционном выключателе; кабельное исполнение вводов; оборудование РП размещается в одноэтажном отдельно стоящем здании; строительные конструкции РП выполнены из железобетона и кирпича; полы – цементно – песчан-ные; двери и ворота выполнены из дерева.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ необходимо произвести для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов КЗ, а так же для выбора уставок РЗ и токовых катушек автоматических выключателей, а так же проверки их чувствительности.

5.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное .

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\phi}} \quad (33)$$

где - полное сопротивление до точки КЗ, ОМ.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$I_{ол.доп} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot \kappa_3 \cdot I_{дп} \quad (34)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$S_{P.ТП} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n S_{P.L.} \quad (35)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$S_{P.ТП1} = 0.9 \cdot (S_{ТП1-1-10} + S_{ТП1-11-13} + S_{ТП1-14-16} + S_{ТП1-22-23,26-28} + S_{ТП1-17-25}) \quad (36)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T} \quad (37)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{Тном} \cdot 2} \quad (38)$$

Расчетную схему покажу на рисунке 2.

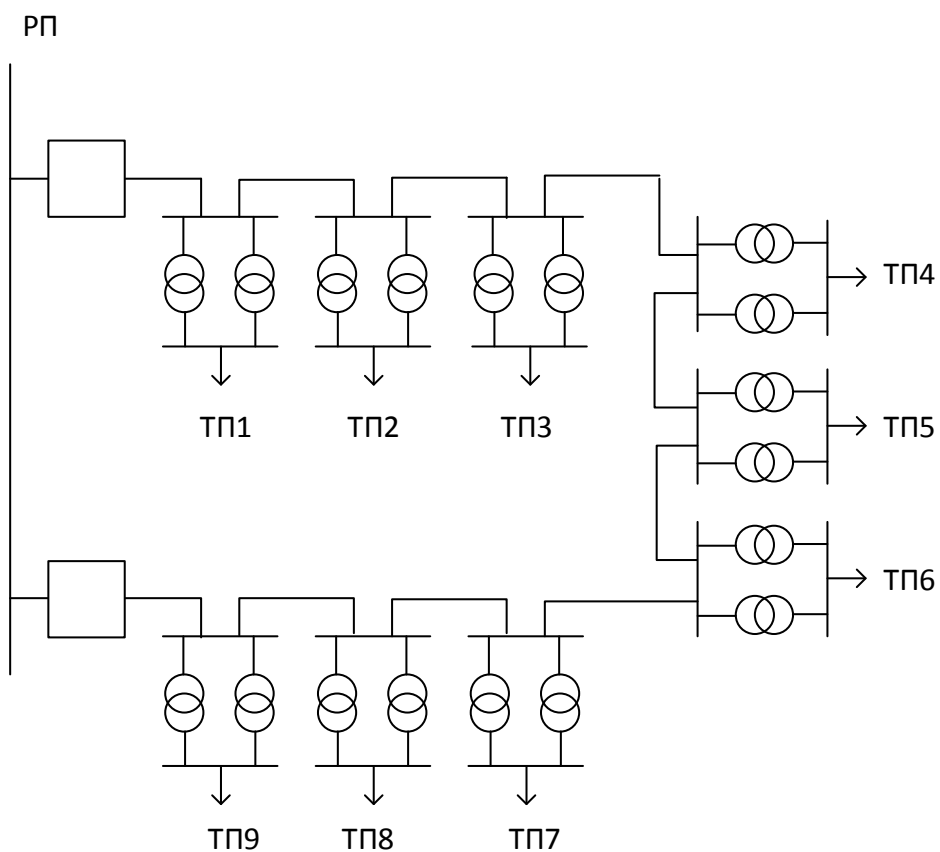


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	35,5

5.2 Расчет токов в сетях 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное .
Начальное значение периодической составляющей при этих условиях при этих условиях следует определять по формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 \cdot r_{y\partial} \cdot l + Q_{\Sigma}^2 \cdot r_{y\partial} \cdot l)}{U^2} \quad (39)$$

где - полное сопротивление до точки КЗ, ОМ.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 \cdot x_{y\partial} \cdot l + Q_{\Sigma}^2 \cdot x_{y\partial} \cdot l)}{U^2} \quad (40)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (41)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (42)$$

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \quad (43)$$

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$\Delta Q = \frac{U_{к\%} \cdot S_{т.ном}}{100} + \Delta Q_{xx} \quad (44)$$

Расчетную схему покажу на рисунке 3.

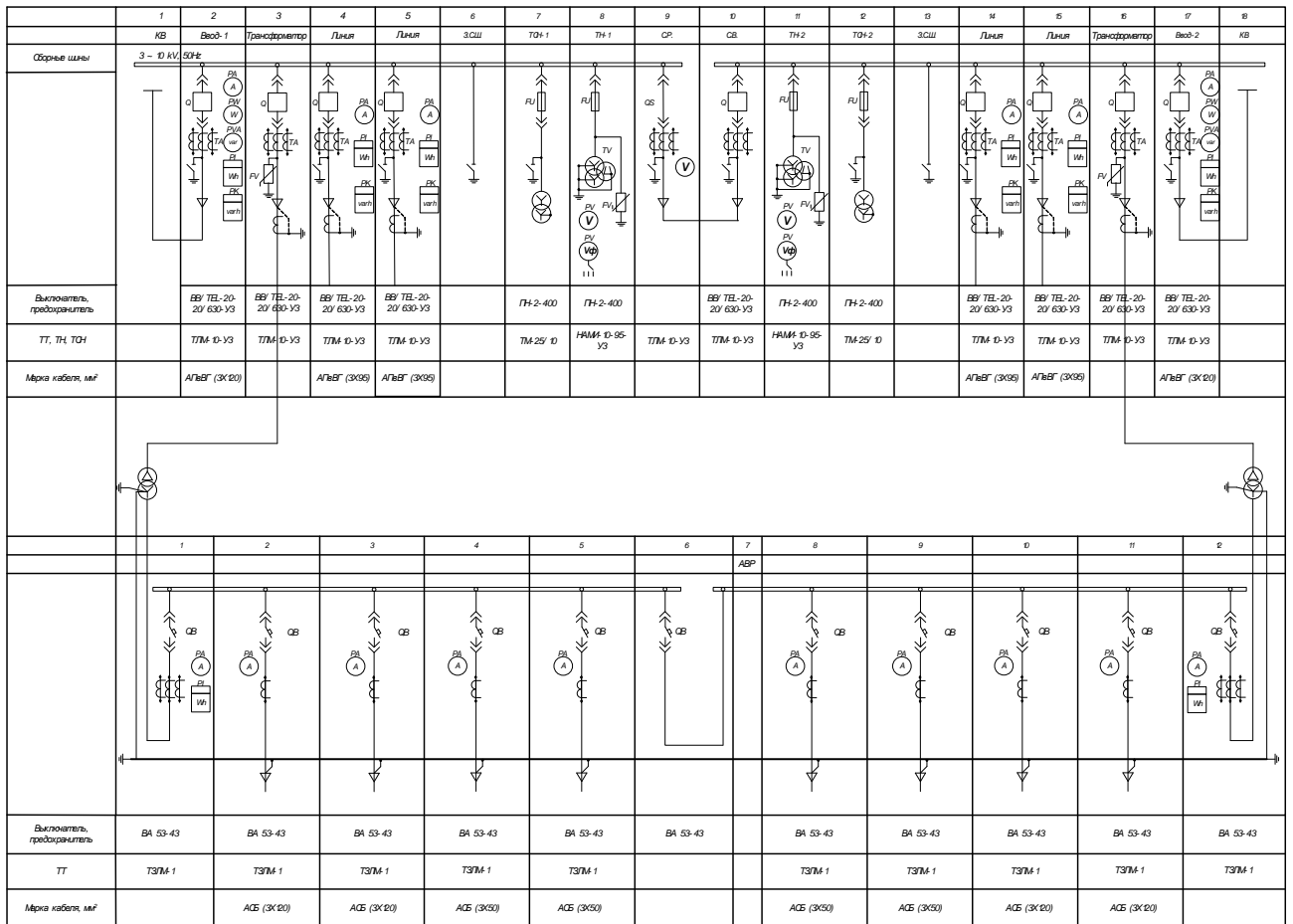


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Потребители	Уст.мощн, кВт	cosφ	P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Подогрев КРУ	10	1	10	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	7	1	7	-

Прочие	5	1	5	-
ИТОГО			22	

6 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля. Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (45)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$I_{сз.ТО} = \kappa_z \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} = 1,2 \cdot 11,7 = 14,06 \text{ кА} \quad (46)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{k_3 \cdot k_{сз}}{k_6} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 252,1 = 427,2 \text{ A} \quad (47)$$

Таким образом, выбранный нами кабель проходит по термической стойкости. Для других кабелей отходящих от данной ТП токи трехфазного КЗ меньше, чем в показанном примере, то есть остальные кабели пройдут проверку по данному условию.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость.

7.1.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 4.

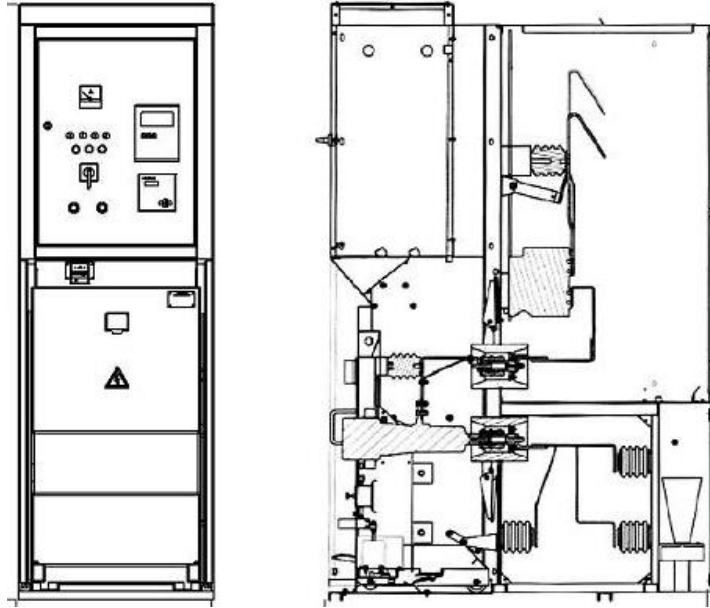


Рисунок 4 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{сз.ОЗЗ} = k_z \cdot k_{бр} \cdot I_{ёмк.кл} \quad (48)$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

$$I_{ёмк.кл} = \frac{U \cdot L}{10} = \frac{10 \cdot 1,05}{10} = 1,05 \text{ A} \quad (49)$$

$$U_{с.р.1} = (0,25-0,4)U_{ном} \quad (50)$$

$$t_{1AKQ} = t_{р.з.макс.} + \Delta t; \quad (51)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа /TEL – 10 – 40/630 – У3.

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ;

$$U_{с.р.2} \geq U_{мин.раб.} / K_n \cdot K_v \cdot n_{TV}, \quad (52)$$

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

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.г} \quad (53)$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время составляет:

$$t_{зап} = 0,2 \div 0,3 \quad (54)$$

Сопоставление приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Защищаемая линия	$I_{сзТО}$	$I_{сзМТЗ}$	$I_{сзОЗЗ}$
ПС-РП	14.061	426.35	1.26
РП-ТП1-ТП3-ТП4-ТП6	11.301	196.462	1.512
РП-ТП5-ТП8-ТП9-ТП7	8.514	176.625	1.44

7.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{с.р.1} = (0,25-0,4)U_{ном}; \quad (55)$$

$$t_{1АКQ} = t_{р.з.макс.} + \Delta t; \quad (56)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

$$U_{с.р.2} \geq U_{мин.раб.} / K_n \cdot K_B \cdot n_{TV} \quad (57)$$

$$B_k (K_T I_{ном})^2 t_{т,,} \quad (58)$$

$$Z_2 Z_{2НОМ} , \quad (59)$$

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K; \quad (60)$$

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока ТЛК

Параметр	Нормальный режим	Послеаварийный режим
1	2	3
Параметры потока отказов, λ_c	$2.524 \cdot 10^{-3}$	1.213
Средняя вероятность состояния отказа системы	$7.171 \cdot 10^{-4}$	$1,454 \cdot 10^{-2}$
Среднее время безотказной работы, лет	396.158	0.824
Рабочее время безотказной работы, лет	41.739	0.087
1	2	3
Время восстановления системы, ч	9.417	12.005
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0.107	978.396

7.1.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/ В и для

отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г} \cdot \quad (61)$$

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

Вторичная нагрузка ТН на шинах 10 кВ:

$$K = K_{ТП} + K_{РП} + K_{КЛ} \quad (62)$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИТ –10–1.

Таблица 26 – Трансформатор напряжения НАМИТ –10–1 Капиталовложения	34670 тыс. руб.
Эксплуатационные издержки	2173 тыс. руб.
Приведенные затраты	5639 тыс. руб.
Себестоимость электроэнергии	0.125 руб./кВтч
Срок окупаемости	2.49 года

7.1.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку.

Благодаря своей высокой нелинейности ограничители перенапряжения обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию. Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты РУ. Выбираем ОПН марки ОПН-10\11,5 классом напряжения 10 кВ.

7.2 Выбор и проверка аппаратуры на ТП

7.2.1 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки так же, как вакуумных выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ трёхпозиционный выключатель нагрузки ВНТ-2Е с приводом К-2Е, для цепей трансформатора трёхпозиционный выключатель нагрузки с предохранителем ВНТ-2П с приводом К-2Е.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Кабель	$I_{пА}, А$	$R_0,$ Ом/км	$X_0,$ Ом/км	L, км	$\Delta P,$ кВт	$\Delta U,$ %
РП- ТП1	355,05	0,158	0,081	70	16,26	0,243
ТП1-ТП3	262,15	0,2	0,083	260	44,88	0,848
ТП3-ТП4	221,63	0,2	0,083	165	1,27	0,299
ТП4-ТП6	158,69	0,2	0,083	140	8,22	0,257
ТП6-ТП7	56,93	0,2	0,083	175	0,705	0,061
ТП7-ТП8	3,513	0,2	0,083	265	0,0054	0,0076
ТП8-ТП5	58,84	0,2	0,083	300	1,88	0,159
ТП5-ТП2	117,07	0,2	0,083	330	59,66	0,252
ТП2-РП	173,81	0,2	0,083	200	13,15	0,375

7.2.2 Выбор предохранителей

Для защиты трансформаторов с высокой стороны устанавливается предохранители.

Ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условию:

$$I_{ном2} = \frac{\sqrt{P_{pn}^2 + Q_{pn}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{8736}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 252,2 \quad (63)$$

Номинальный ток плавкой вставки округляется до ближайшего большего стандартного значения. Выбираю предохранитель следующей марки ППН – 10 – 80 – 16 У3.

7.2.3 Выбор и проверка автоматических выключателей

Рассмотрим на примере ТП 1:

Выбор и проверка автоматических выключателей на вводе и отходящих линиях производится по данным таблицы 28, подробный расчет в приложении.

Таблица 28 – Выбор и проверка автоматических выключателей

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	929.8	305.86	2 x1000	2 x14.1	2 x55
ТП2	1389	587.05	2 x 1600	2 x 20.35	2 x 65
ТП3	1041	392.5	2 x 1000	2x 14.1	2 x 55
ТП4	583.6	254.3	2 x 630	2 x 8.91	2 x55
ТП5	1022	365.607	2 x 1000	2 x 14.1	2 x 55
ТП6	726.12	245.565	2 x 630	2 x8.91	2 x55
ТП7	650.991	338.059	2 x 630	2 x8.91	2 x55
ТП8	465.57	161.334	2 x 400	2 x6.85	2 x18
ТП9	755.327	302.592	2 x 630	2 x8.91	2 x55

7.2.4 Прочие аппараты

Трансформаторы тока, напряжения, ограничители перенапряжений выбираются аналогично алгоритмам, приведенных в разделе 7.1 данного проекта и различны по техническим данным, зависящих от конкретного места установки.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (64)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2} \quad (65)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (66)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (67)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (68)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (69)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 4.

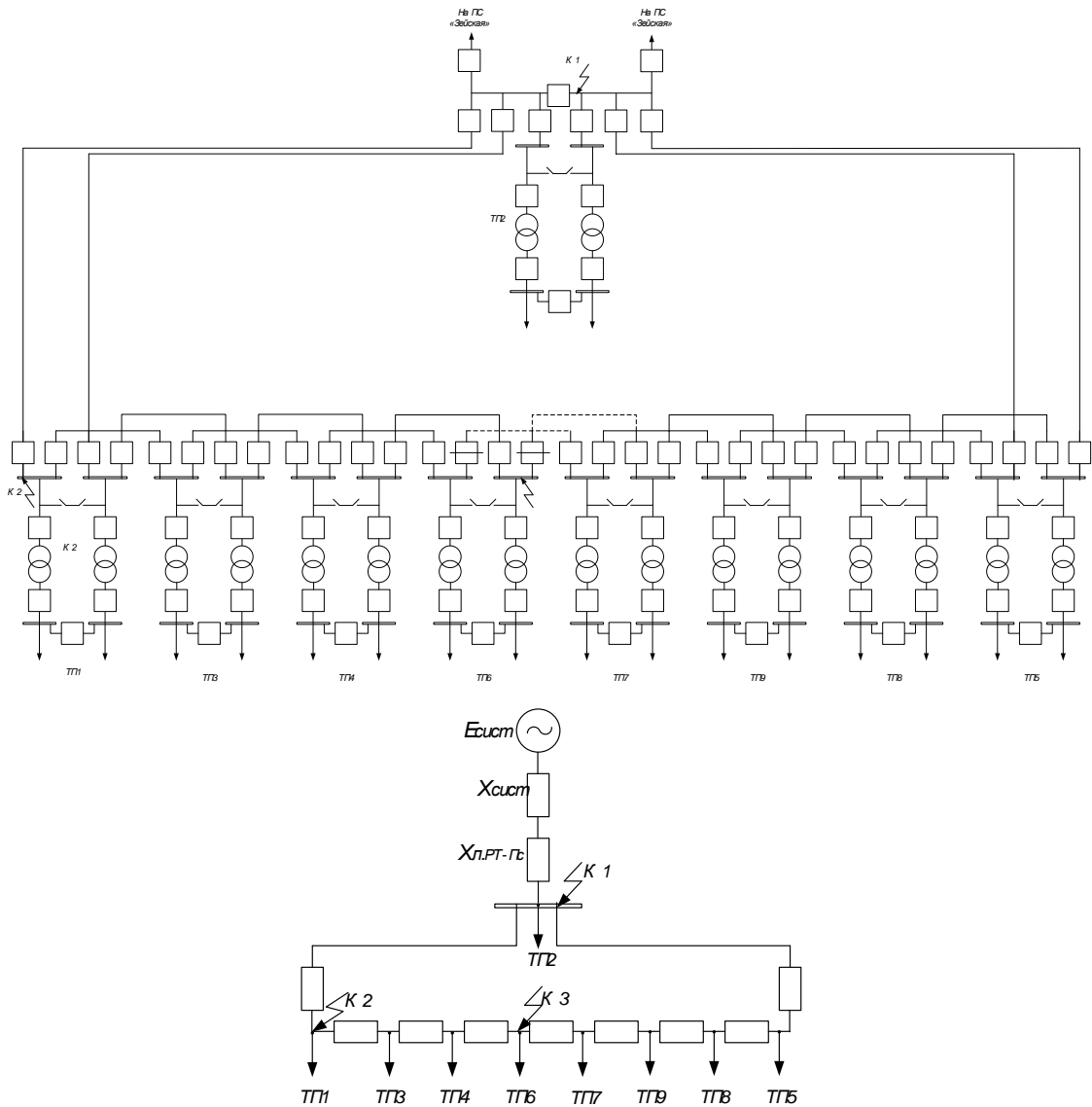


Рисунок 5 – Расчетная схема и схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{U_{осн}^2}{S_{кз.сист}} = \frac{10,5^2}{363,7} = 0,303 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{r_{кл}^2 + (x_{кл} + x_{сис})^2} = \sqrt{0.329^2 + (0.081 + 0.303)^2} = 0.517 \text{ Ом}$$

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0.517} = 11.7 \text{ кА}$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11.7 = 10.1 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,081 + 0,303}{3,14 \cdot 50 \cdot 0,329} = 0,004$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,004}} = 1,08$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 11,7 = 17,8 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 29 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Место	т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
Шины РП	К1	11,7	10,1	0.004	1.08	17.8
Шины ТП1	К2	9.4	8,15	0.003	1.033	13.7
Шины ТП6	К3	7,3	6,33	0.005	1.013	10.4

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (70)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (71)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} \quad (72)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{кз. \%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{T.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{осн}^2}{S_{T.ном}}, \quad (73)$$

где $U_{кз. \%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$\Delta P_{кз}$ - активные потери кз в трансформаторе, кВт

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{осн}}{z_{\phi-o} + z_{\Sigma одноф}} \quad (74)$$

где $z_{\Sigma одноф}$ - полное сопротивление при однофазном кз, Ом.

$z_{\phi-o}$ - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (75)$$

где r_ϕ, x_ϕ - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N, x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП6, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 8.

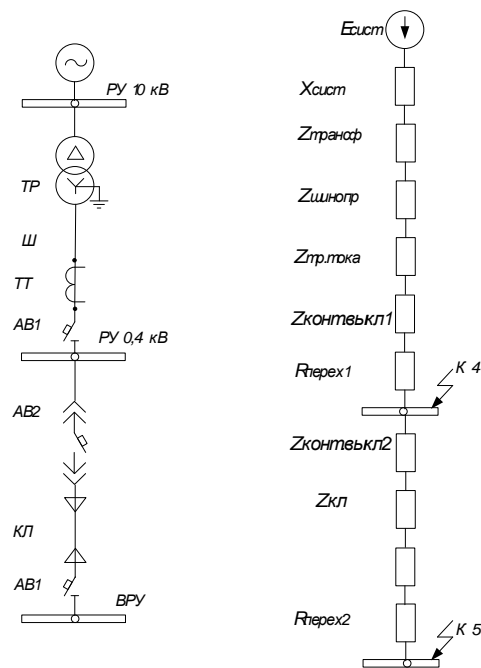


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для ТП 1, точки 4, 5:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = \frac{7.6 \cdot 10,5^2}{1000} = 1,216 \quad \text{МОм} \quad (45)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{кз.\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{T.ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{10,5^2}{630} = 8,716 \text{ МОм}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0.644 + 8.581)^2 + 1.952^2} = 13,985$$

$$I_{кш}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2}$$

$$z_4 = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,000602)^2 + (13,943 + 0,002)^2} = 13,987$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,987} = 16,512$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{кЛН} + 3 \cdot x_{ТП} + 2 \cdot x_{кЛ})^2 + (r_{кЛН} + 3 \cdot r_{ТП} + 2 \cdot r_{кЛ})^2}$$

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,002 + 0,0002)^2} = 41,874$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{ТП})^2 + (3 \cdot r_{ТП})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{ки}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,3 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,874} = 16,545$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

Таблица 30 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

место	Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
РУ 0.4 ТП 1	К4	10.649	2.556
ВРУ дома №2	К 5	6.435	2.511
РУ 0.4 ТП 6	К 6	10.866	2.632
ВРУ дома № 140	К 7	6.549	2.592
РУ 0.4 ТП 2	К 8	10.957	2.641
ВРУ дома № 164	К 9	6.549	2.6

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (76)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (77)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (78)$$

где C_m - коэффициент взятый для медных кабелей, $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$.

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП5-21.

$$B_k = 5,97^2 \cdot \left[0,1 + 0,0038 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0038}} \right) \right] = 3,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{3,7 \cdot 10^3}{94}} = 6,27 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $50 \text{ мм}^2 > 6,27 \text{ мм}^2$, следовательно, условие проверки выполняется, выбранный

кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше 6,27 мм².

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 5. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в нормальном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 14.

Таблица 31 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{\text{ПА}}, \text{А}$	$R_0, \text{Ом/км}$	$X_0, \text{Ом/км}$	$L, \text{км}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta U, \%$
РП- ТП1	355,05	0,158	0,081	70	16,26	0,243
ТП1-ТП3	262,15	0,2	0,083	260	44,88	0,848
ТП3-ТП4	221,63	0,2	0,083	165	1,27	0,299
ТП4-ТП6	158,69	0,2	0,083	140	8,22	0,257
ТП6-ТП7	56,93	0,2	0,083	175	0,705	0,061
ТП7-ТП8	3,513	0,2	0,083	265	0,0054	0,0076
ТП8-ТП5	58,84	0,2	0,083	300	1,88	0,159
ТП5-ТП2	117,07	0,2	0,083	330	59,66	0,252
ТП2-РП	173,81	0,2	0,083	200	13,15	0,375

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимых значений.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП1.

11.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

При выборе типа выключателя нужно учесть многие условия, надежность, время отключения, время ремонта.

Примем к исполнению вакуумные выключатели, так как: просты в эксплуатации, на протяжении всего срока службы не требуется проведения средних и капитальных ремонтов, сравнительно малые габариты и масса, Быстродействие и увеличенный механический ресурс.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

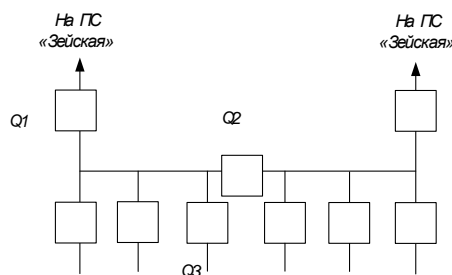


Рисунок 10 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q2:

$$I_{ном2} = \frac{\sqrt{P_{pn}^2 + Q_{pn}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = \frac{8736}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 252,2 \text{ А.}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (79)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (80)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном} \quad (81)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630-У3.
 $18.6 \leq 20 \text{ кА}$.



Рисунок 7 – Выключатель ВВ/TEL-10-20/630-У3

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{нок1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (82)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,015$ с.

$$B_K = 11,7^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к.в}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (83)$$

$$B_{\text{к.в}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{\text{к.в}}$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{ном.откл}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (84)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40$ %;

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

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}} \quad (85)$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,7 = 26,3 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 252,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 17,8 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 16,5 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

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

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (86)$$

где K_{∂} – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bk \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (87)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (88)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (89)$$

Выбираем ТЛМ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 300 А.



Рисунок 8 - ТЛМ-10УЗ

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (90)$$

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

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

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (91)$$

где $l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

Выбираем провод сечение $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$.

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

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

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле

$$B_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 34 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{рmax} = 252,2 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{рmax}$
$Z_{Нр} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_{кр} = 172,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания

обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) напряжения типа ЗНОЛ(П) с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (92)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Выбираются трансформаторы напряжения ЗНОЛ(П)-ЭК-10.



Рисунок 9 - ЗНОЛ(П)-ЭК-10

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки, выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

11.4 Выбор и проверка сборных шин

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3956,872}{\sqrt{3} \cdot 10} = 228,45 \text{ А}$$

Принимаем шины АД31Т сечением $q = 3 \hat{h} 25 = 75 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{п.о.} = 11,7 \text{ кА}; \quad i_y = 17,8 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 11,7^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 9,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{9,44 \cdot 10^3}}{82} = 32,5 \quad (93)$$

где $C_T = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$32,5 < 75 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц.} \quad (94)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (95)$$

q – поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2$).

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{19306^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 80,69 \text{ Н / м} \quad (96)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м.} \quad (97)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1,2$ м).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа.} \quad (98)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (99)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 37 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 252,2 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 260 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{разр} = 3750 \text{ Н}$.

11.5 Выбор и проверка предохранителей

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (100)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (101)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.



Рисунок 10 - ПН2-400.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;

- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (102)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (103)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (104)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они пройдут по всем условиям.

11.6 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (105)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.



Рисунок 11 - BA53-41

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 38 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	978.8	706.4	800	BA53-41
ТП2	1508	1088	1280	BA53-43
ТП3	1112	802.7	1000	BA53-43
ТП4	636.6	459.4	630	BA53-41
ТП5	1085	783.2	800	BA53-41
ТП6	766.5	553.1	800	BA53-41
ТП7	733.5	529.3	630	BA53-41
ТП8	492.7	355.5	630	BA53-41
ТП9	813.6	587.2	630	BA53-41

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, следовательно, пройдут по проверке.

11.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. В случае с кабельными линиями защита только от коммутационных перенапряжений.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп – 10/12/10/500 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 39 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	35,5

11.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

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

Трансформаторы обеспечивают питание цепей собственных нужд пунктов секционирования и автоматического включения резерва (АВР)

Таблица 40 – Нагрузка ТСН.

Потребители	Уст.мощн, кВт	cosφ	P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Подогрев КРУ	10	1	10	-
Освещение и вентиляция ЗРУ	7	1	7	-
Прочие	5	1	5	-
ИТОГО			22	

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} ; \quad (106)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{22^2 + 0^2} = 17,6 \text{ кВА.}$$

где $k_c=0,8$ – коэффициент спроса;

Принимаем два трансформатора ОЛСП-К-1,25/6(10) У2



Рисунок 12 – ОЛСП-К-1,25/6(10) У2

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В соответствии с рекомендациями ПУЭ для выявления междуфазных замыканий на линии 10 кВ в начале линии на подстанции устанавливается ступенчатая токовая защита. Первая ступень — селективная токовая отсечка без выдержки времени срабатывания, а вторая — МТЗ.

Для выявления однофазных замыканий на землю, которые могут возникнуть на линии, на подстанции предусматривается установка устройства контроля изоляции сети 10 кВ.

Примем к исполнению защиту на основе микропроцессорного терминала «Сириус».

Устройство «Сириус-2-Л» и предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3–35 кВ.

Функции защиты:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;
- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя;
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя; -одно- или двукратное АПВ;

- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Дополнительные сервисные функции:

- определение места повреждения при срабатывании МТЗ;
- фиксация токов в момент аварии;
- дополнительная ступень МТЗ-4 для реализации «адресного» отключения или сигнализации длительных перегрузок;
- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
- встроенные часы-календарь;
- возможность встраивания устройства в систему единого точного времени станции или под-станции;
- измерение текущих фазных токов; -дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

Эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение места повреждения линии (для воздушных линий);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Устройства не срабатывают ложно и не повреждаются:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

12.1 Расчет токовой отсечки

Выбирается ток срабатывания (первичный) первой ступени защиты (селективной токовой отсечки).

По условию отстройки от токов КЗ в конце первого участка линии в месте присоединения РП:

$$I_{сз.ТО} = k_3 \cdot I_{к1}^{(3)} = 1,2 \cdot 11,7 = 14,06 \text{ кА} \quad (107)$$

где k_3 — коэффициент запаса.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.реле.ТО} = \frac{I_{сз.ТО} \cdot k_{сз}}{k_T} = \frac{14061 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 234,35 \text{ A}$$

(108)

Здесь k_3 — коэффициент запаса ($k_3 = 1,2$); $k_в$ — коэффициент возврата ($k_в = 0,85$); $k_{сз}$ — коэффициент самозапуска для нагрузок линии, можно принять ($k_{сз} = 1,2$).

Оценка протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты, производится графическим методом. Для этого строится график зависимости токов КЗ от расстояния (от начала линии) до места КЗ (рис. 5). Наносится прямая, изображающая ток срабатывания первой ступени защиты, селективной токовой отсечки (ТО).

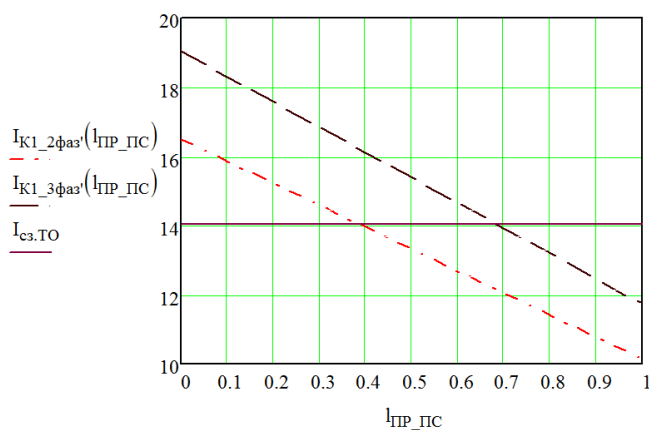


Рисунок 13 - График зависимости токов КЗ от расстояния

Как видно, зона, контролируемая первой ступенью защиты, реализованной в виде селективной токовой отсечки, составляет примерно 30 % суммарной длины линии. В этих условиях можно проверить возможность выполнить защиту в целом двухступенчатой (первая ступень — ТО; вторая ступень — МТЗ).

12.2 Расчет максимальной токовой защиты

Выбираются уставши следующей ступени защиты — МТЗ. По току она отстраивается от максимального рабочего тока в контролируемой линии:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{k_3 \cdot k_{сз}}{k_6} \cdot I_{раб.маx} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 252,1 = 427,2 \text{ A}$$

(109)

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.реле.МТЗ} = \frac{I_{сз.МТЗ} \cdot k_{сх}}{k_T} = \frac{252,1 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 7,12 \text{ A} \quad (110)$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к1}^{(3)}}{I_{сз.МТЗ}} = \frac{11718}{427,2} = 27,4 > 1,5$$

Проходит по проверке.

12.3 Расчет защиты от замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю может быть реализована на основе двух разных подходов. Во-первых, путем общего (неселективного) контроля состояния изоляции сети относительно земли. Во-вторых, избирательно (селективно) действующими средствами, выявляющими замыкания на землю на отдельных присоединениях.

Общий контроль состояния изоляции и выявление однофазных замыканий на землю, как правило, основаны на непрерывном измерении напряжения нулевой последовательности в контролируемой электрической сети. При этом выявляется лишь факт возникновения замыкания. Но определить по напряжению нулевой последовательности, на каком из присоединений произошло повреждение, невозможно. Поэтому приходится их поочередно отключать. При отключении поврежденного присоединения напряжение нулевой последовательности в сети снижается до фонового уровня. Этот признак и используется при поиске повреждения.

Выбирается первичный ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{сз.ОЗЗ} = k_3 \cdot k_{бр} \cdot I_{ёмк.кл} \quad (111)$$

где k_3 — с коэффициент запаса ($k_3 = 1,2$);

$k_{БР}$ — соответственно коэффициент запаса и коэффициент отстройки от бросков ёмкостного тока в переходных режимах ($k_{БР} = 1$);

$I_{ёмк.кл}$ — ёмкостный ток в линии 10 кВ

$$I_{ёмк.кл} = \frac{U \cdot L}{10} = \frac{10 \cdot 1,05}{10} = 1,05 \text{ A}$$

(112)

$$I_{сз.ОЗЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,05 = 1,26 \text{ A}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{сети} - I_{ёмк.кл}}{I_{сз.ОЗЗ}} = \frac{3,78 - 1,05}{1,26} = 2,16 > 2$$

где $I_{сети}$ — ёмкостный ток в сети 10 кВ;

$$I_{сети} = \frac{10 \cdot 3,78}{10} = 3,78 \text{ A}$$

Проходит по проверке.

Результаты расчетов на остальных присоединениях в таблице 12

Таблица 41 - Результаты расчетов на остальных присоединениях

Защищаемая линия	$I_{сзТО}$	$I_{сзМТЗ}$	$I_{сзОЗЗ}$
ПС-РП	14.061	426.35	1.26
РП-ТП1-ТП3-ТП4-ТП6	11.301	196.462	1.512
РП-ТП5-ТП8-ТП9-ТП7	8.514	176.625	1.44

12.4 Выбор средств автоматики

12.4.1 Расчет АВР

В практических расчётах обычно принимается условие [1]:

$$U_{с.р.1} = (0,25-0,4)U_{ном}; \tag{113}$$

$$U_{с.р.1} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ.} \quad (114)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = \hat{t}_{р.з.макс.} + \Delta t; \quad (115)$$

$$t_{1AKQ} = \hat{\hat{t}}_{р.з.макс.} + \Delta t, \quad (116)$$

где $\hat{t}_{р.з.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$\hat{\hat{t}}_{р.з.макс.}$ - максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt - ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{с.р.2} \geq U_{мин.раб.} / K_n \cdot K_b \cdot n_{TV}, \quad (117)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,2$ - коэффициент надежности,

$U_{мин.раб.}$ - минимальное рабочее напряжение,

n_{TV} - коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = \hat{t}_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (118)$$

где $t_{зап.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса,

$\hat{t}_{вкл.Q}$ - время включения резервного выключателя, равное 0,05.

12.4.2 Устройство АЧР

АЧР – автоматическая частотная разгрузка является устройством релейной защиты и автоматики (РЗаА). Используется для защиты электроэнергетической системы от лавинообразного падения и снижения частоты в системе, после появления недостатка активной мощности,

влекущее за собой отключение потребителей. По ГОСТ 13109-97 отклонение промышленной частоты от 50 Гц допустимо $\pm 0,05$ Гц.

Устройства АЧР вступает в работу после понижения частоты системы ниже 49 Гц. При этом длительность работы электрической системы составляет не более 40 с. При частоте меньше 47 Гц – 10 с. Падение частоты ниже 46 Гц не допустимо так, как это вызовет явление «лавины напряжения» (сбрасывание электростанцией нагрузки).

Изменение параметров частоты (ее снижение) может стать негативным следствием:

- неравномерного и неэкономичного распределения нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования;
- механического резонанса проточной части турбины, влекущего за собой механические повреждения лопаток турбины.
- снижения скорости вращения асинхронного двигателя и понижения производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы («лавина частоты»). Это может повлечь за собой появление «лавины напряжения» и т.д.

Устройств АЧР делятся на три категории:

1. АЧР I категории. Данные виды устройств имеют одну уставку по времени и несколько уставок по частоте. Предназначены для предупреждения явления понижения частоты в момент возникновения аварии. Уставка по времени равна 0,5 сек, а по частоте находится в интервале от 48,5 до 46,6 Гц. АЧР делится на очереди (примерно 20), для которых разница в частоте, при которой они срабатывают составляет 0,1 Гц. Между этими очередями равномерно распределена нагрузка. После срабатывания определенного числа очередей, падение частоты фиксируется на значении в пределах от 47 до 47,5 Гц.

2. АЧР II категории. Этот вид автоматики имеет несколько уставок по времени и одну частотную уставку. Она возвращает отклоненное значение частоты в нормированное, обеспечивая нормальную работу энергосистемы. Вслед за ее отработкой уставка по частоте достигает значения 48,6 Гц за время 5 – 69 сек (уставка по времени). Очереди АЧРII отличаются по уставкам по времени на величину в 3 сек. При срабатывании АЧРII, значение частоты выставляется на значение 49 Гц.

К АЧР предъявляется ряд требований:

- Мощность, которая входит в АЧР должно иметь достаточное значение, которое ликвидирует недостаток мощности.
- АЧР должна предупредить явления «лавины частоты».
- Необходимо полное соответствие отключаемой нагрузки значению дефицита мощности.
- После срабатывания АЧР значение частоты должно вернуться в прежнее нормативное значение частоты или на величину не менее 49 Гц.
- Кратковременное понижение значения частоты не должно приводить к срабатыванию устройств АЧР.

Кроме АЧР I и II категорий, для случая, когда дефицит активных мощностей достигает слишком высокого значения и обеих мощностей АЧР I и II категорий явно не хватает, применяется дополнительная разгрузка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

Проект системы снабжения выполненный студентом не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.

2 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части подстанций/ - Ю.Б Гук, В.В Кантан, С.С Петрова/ - Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

3 Козлов В. А. Городские распределительные сети, -Ленинград.: Энергия, 1971.

4 Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007.-139 с.

5 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков/ – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 609 с.

6 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин/ - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

7 УМКД «Проектирование систем электроснабжения жилого района».