

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

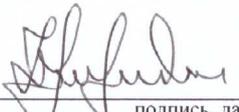
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 03 » 07 2020 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Применение инновационных технологий при интеллектуализации городских систем электроснабжения на примере микрорайона Звездный города Циолковский.

Исполнитель  
студент группы 842ом-2  22.01.2020 Н.М. Гулевич  
подпись, дата

Руководитель  
канд.тех.наук,  
профессор  22.06.2020 Ю.В. Мясоедов  
подпись, дата

Руководитель  
магистерской  
программы  
докт.техн.наук,  
профессор  02.07.2020 Н.В. Савина  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель  03.07.2020 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

Рецензент  06.07.2020 Е.А. Суханова  
подпись, дата

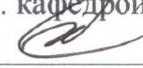
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

« 25 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Гульвина Никиты  
Максимовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Применение инновационных технологий при интеллектуализации городских систем электроснабжения на примере микрорайона Звездный города Чаяновск.  
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 29.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План-схема зданий микрорайона "Звездный" в г. Чаяновский, Челябинской области.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующих проблем в городских системах электроснабжения интеллектуализацией систем электроснабжения городов и инновационные технологии, применяемые и инновационные технологии систем, функционирующих в микрорайоне Звездный города Чаяновск.  
Оценка экономической эффективности инновационной системы электроснабжения.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 40 таблиц, 120 страниц пояснительной записки, 4 приложения, 14 чертежей, 1 лист организационной части.

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

7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Маслов Н.В., канд. техн. наук, профессор.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 11.02.2020   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 с., 10 рисунков, 40 таблиц, 27 источник.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ.

В данной выпускной магистерской работе я провел анализ существующих проблем в городских системах электроснабжения, рассмотрел современные подходы на примере интеллектуализации систем электроснабжения городов и инновационные технологии на примере электроснабжения микрорайона “Звездный” города Циолковский на космодроме Восточный.

В работе произведен классический расчет городского электроснабжения, выполнено проектирование умных сетей с использованием классического расчета. Выполнен расчет режимов для сравнения 2х схем.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Анализ существующих проблем в городских системах электроснабжения	11
1.1 Городские проблемы и возможности	11
1.2 Транзитивная энергия	13
1.3 Применение эффективных зданий	14
1.4 Электрификация городского транспорта	17
1.5 Вывод	19
2 Интеллектуализация систем электроснабжение городов и инновационные технологии	20
2.1 Интеллектуальные системы электроснабжения	20
2.1.1 Что такое smart grids	20
2.1.2 Основные подходы	21
2.1.3 Преимущества smart grids для России	24
2.4 Totem	25
3 Расчет электрических нагрузок	28
3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	28
3.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	28
3.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	30
3.2.1 Расчет электрических нагрузок общественный зданий и сооружений	30
3.2.2 Расчет осветительной нагрузки	33
3.3 Расчет ЦЭН и выбор месторасположения ЦРП, ТП	33
3.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	40
3.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	40

3.6	Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	43
3.7	Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	47
4	Выбор числа и мощности трансформаторов	49
4.1	Общие положения	49
4.2	Расчет и выбор КРМ	50
4.3	Выбор силовых трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ	51
4.4	Выбор схемы и конструкции ТП	54
5	Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	55
6	Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	59
6.1	Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	59
6.2	Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	60
6.3	Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	61
6.4	Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	61
6.5	Расчет электрических нагрузок РП	64
7	Выбор схемы и конструкции РП	67
8	Расчет токов КЗ	68
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	68
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	71
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	76
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	78
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	79
11.1	Выбор и проверка выключателей	79
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	82
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	86
11.4	Выбор и проверка предохранителей	88
11.5	Выбор и проверка автоматических выключателей	92
12	Релейная защита и автоматика	93
12.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	93

12.1.1 Расчет уставок токовой отсечки	93
12.1.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	96
12.1.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	99
12.2 Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	100
12.2.1 Расчет уставок токовой отсечки	100
12.2.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	101
12.2.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	101
12.3 Расчет релейной защиты секционного выключателя	103
12.3.1 Расчет уставок токовой отсечки	103
12.3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	103
13 РАСЧЕТ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ	105
13.1 выбор оборудования для модернизации системы энергоснабжения	105
13.1.1 расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	105
13.1.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	105
13.1.3 Расчет электрических нагрузок РП	108
13.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	108
13.2.1 Выбор и проверка выключателей	109
14 Оценка экономической эффективности инновационной системы электроснабжения	112
14.1 Расчет капитальных вложений	112
14.2 Расчет эксплуатационных издержек	113
14.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	115
14.4 Вывод	116
Заключение	117
Библиографический список	118
Приложение А режим расчетов	121

Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	125
Приложение В Расчёт в программе Mathcad	134
Приложение Г Расчёт в программе Mathcad	140

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями

- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высокое напряжение
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- КЗ – короткое замыкание
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- КЦ – космический центр
- ЛЭП – линия электропередачи
- НН – низкое напряжение
- ОП – обратная последовательность
- ОПН – ограничитель перенапряжения
- ПП – прямая последовательность
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- СН – собственные нужды
- ТН – трансформатор напряжения
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТТ – трансформатор тока
- ЦТП – центральный тепловой пункт
- ЦЭН – центр электрических нагрузок

## ВВЕДЕНИЕ

Чаще всего причиной аварий в электрических сетях становится изношенное несовершенное оборудование, непродуманность аварийных систем и отсутствие резервных мощностей. Требуется постоянная модернизация и техническое переоснащение как объектов, генерирующих энергию, так и потребителей, которыми являются объекты городской инфраструктуры.

Города сталкиваются с динамическими проблемами, включая быструю урбанизацию, демографические изменения и экономические изменения. Многие городские власти и поставщики коммунальных услуг изо всех сил пытаются не отставать от темпов роста, в то время как другие в странах с сокращающейся экономикой борются за то, чтобы оставаться жизнеспособными, предоставляя даже основные услуги.

В своей работе я предлагаю усовершенствовать простую схему электроснабжения города, путем добавления умных сетей на основе прибора Sitec210, дополнительных кабельных линий и выключателей.

Также на этапе проектирования учитываются такие факторы как:

- категория объекта электроснабжения;
- пожароопасность
- наличие химических опасных веществ;
- характеристика технологического процесса;
- характеристика окружающей среды.

Главной целью магистерской работы является проектирование системы электроснабжения северо-западной части города Углегорск, путем построения умной системы электроснабжения.

Задачи выполненные в ВКР:

- анализ существующих проблем в городских системах электроснабжения;
- интеллектуализация систем электроснабжение городов и инновационные технологии;

- классический и современный расчет;
- оценка экономической эффективности инновационной системы электроснабжения;

Написанная магистерская работа актуальна, так как в настоящее время прогресс не стоит на месте, технологии развиваются, темп жизни увеличивается и появляется потребность в автоматизации электроснабжения городов и предприятий.

Проектируемым результатом ожидается получение самостоятельной и надежной системы электроснабжения и эффективную энерго эксплуатацию.

Проектирование системы электроснабжения проводилась как с помощью общих рабочих документов (ПУЭ, ПОВ и т.д.), так и со специальными документами, разработками интеллектуальных сетей.

При выполнении магистерского проекта использовались программные комплексы, такие как: Excel 2012, Mathcad 15.3.3, Microsoft Visio 2019, MathType 9, MicrosoftWord 2019.

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ В ГОРОДСКИХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Многие помнят крупную энергетическую аварию, которая случилась в 2005 г. в Москве. Тысячи людей оказались запертыми в тоннелях метро и лифтах на несколько часов. Без электричества остались больницы и фабрики. Остановились электропоезда и трамваи. Рухнули такие привычные каналы коммуникаций и передачи информации, как телефонная и радиосвязь, телевидение. Несколько лет спустя, в 2010 г., подобная авария случилась в Санкт-Петербурге. Мегалополис оказался на грани чрезвычайного положения.

Данные происшествия — самые громкие из непрекращающейся чреды аварий в отечественной энергосистеме, и поэтому они подверглись широкой огласке. А о скольких менее крупных событиях ежедневно умалчивают новостные газеты, радио и телевидение? Стоит отметить, что чаще всего причиной нарушений в электрических сетях становится изношенное несовершенное оборудование, непродуманность аварийных систем и отсутствие резервных мощностей. Требуется постоянная модернизация и техническое переоснащение как объектов, генерирующих энергию, так и потребителей, которыми являются объекты городской инфраструктуры.

К примеру рассмотрим столицу России, которая является самым населенным городом Европы и входит в число крупнейших мегаполисов мира.

На сегодня в Москве насчитывается около:

- 4000 км дорог;
- 2690 новостроек;
- 1090 торговых;
- 1297 офисных центра.

## **1.1 Городские проблемы и возможности**

Помимо этих основных цифр, физическая, экономическая, социальная и политическая сложность этих плотных сообществ создает особые проблемы и

возможности по сравнению с пригородными, сельскими и промышленными условиями, которые заслуживают изучения городской энергии.

Во первых, плотные, смешанные городские формы могут снизить удельные затраты на транспортную и энергетическую инфраструктуру и обеспечить принятие эффективных транзитных систем и низкоуглеродистых сетей отопления и охлаждения, но плотность может также привести к неблагоприятным последствиям, таким как городской остров тепла и снизить доступность из возобновляемых ресурсов, таких , как солнечная энергия и ветер.

Во вторых, города сталкиваются с динамическими проблемами, включая быструю урбанизацию, демографические изменения и экономические изменения. Многие городские власти и поставщики коммунальных услуг изо всех сил пытаются не отставать от темпов роста, в то время как другие в странах с сокращающейся экономикой борются за то, чтобы оставаться жизнеспособными, предоставляя даже основные услуги.

В третьих, наследие существующих городских форм, зданий и инфраструктуры, как правило, «фиксирует» модели потребления энергии и доступные источники и векторы энергии. Это наследие включает в себя сложные механизмы аренды и владения землей, а также физические схемы развития. Быстрые изменения могут произойти только благодаря инициативам с высокой степенью контекста.

Наконец, управление городами, многие из которых обладают значительными полномочиями, влиянием и бюджетными полномочиями, может иметь решающее значение для разработки и предоставления эффективных на местном уровне эффективных решений для энергетических систем, которые также обеспечивают других городских драйверов, таких как качество воздуха, экономия и устойчивости.

Учитывая эти особенности, энергетические решения для городов должны быть очень чувствительными к контексту, очень детализированными в

применении и разрабатываться в виде интегрированных технических, коммерческих и социальных пакетов.



Источник: данные Росстата.

Рисунок 1 – Динамика изменения электропотребления города Москвы за 2015-2019 гг.

## 1.2 Транзитивная энергия

Сегодня энергосистемы претерпевают глубокие преобразования, обусловленные диверсификацией и децентрализацией производства электроэнергии, в сочетании с появлением современной силовой электроники, способной управлять растущей сложностью и размерами современных энергосистем.

Технологические изменения, в свою очередь, ведут к изменениям в способах покупки и продажи энергии: модель централизованного производства и распределения энергии 20-го века ограниченным числом участников превращается в управляемую данными, разнонаправленную, рыночную платформу где различия между ролями - производитель, дистрибьютор, потребитель - становятся размытыми и накладываются друг на друга.

Эта конвергенция субъектов, участвующих в динамическом энергетическом рынке, называется транзакционной энергией (ТЭ). ТЕ официально определен Советом по архитектуре GridWise как «система

экономических и контрольных механизмов, которая обеспечивает динамический баланс спроса и предложения во всей электрической инфраструктуре, используя стоимость в качестве ключевого операционного параметра».

Хотя идея рынка, работающего в динамическом балансе в ответ на сигналы спроса и предложения, может показаться неприметной в контексте многих других отраслей, последствия для наших энергетических систем очень велики.

Сегодня большинство энергосистем поддерживается стабильным благодаря явному контролю со стороны оператора центральной сети, который контролирует предложение для удовлетворения постоянно меняющегося спроса путем распределения генерирующих активов в соответствии с заранее определенным приоритетом.

Рынок энергии действительно работает, но рыночные сделки в основном осуществляются задолго до или после события, связанного с потреблением электроэнергии. В краткосрочной перспективе спрос, как правило, неконтролируем и не реагирует на стоимость предложения.

Переход к рыночной модели предложения и спроса на электроэнергию в реальном времени означает, что система больше не может «контролироваться» оператором центральной сети. Вместо этого сеть перейдет в энергетическую экосистему, которая находится в состоянии динамического равновесия благодаря эффекту уравнивания ценовых сигналов, установленных миллионами участников. Дихотомия производителей и потребителей перерастет в спектр ролей, включающих «просумеров», которые действуют по обе стороны рынка, а также дополнительные роли для поставщиков вспомогательных сетевых услуг, таких как наращивание и балансировка.

Сложность, плотность и разнообразие потребления энергии в городах делает их потенциально ключевыми факторами и основными бенефициарами модели транзакционной энергии.

Во многих быстро растущих городах пропускная способность и надежность энергосистемы являются серьезной проблемой, причем часто встречаются ограничения энергосистемы и перебои в подаче электроэнергии. Арендодатели, предприятия и жители либо несут убытки (например, из-за снижения производительности или повреждения товаров и активов), либо более высокие затраты на обеспечение устойчивости на месте, например, при работе дизельных генераторов. Такие локальные и специальные решения могут иметь другие негативные последствия, такие как ухудшение качества воздуха, запах и помехи городского пейзажа.

В этих же городах потенциально наиболее значимым является случай «перепрыгивания» в модель ТЕ. Транзитная энергетическая система может повысить надежность и эффективность системы и открыть новые инвестиции для удовлетворения растущего спроса в связанных областях и для расширения доступа для тех, кто вообще не имеет подключений к электросети.

Такие инвестиции будут сосредоточены на распределенных энергетических системах (ДЭС), таких как возобновляемая энергия, накопление энергии, микросетки и технологии управления спросом. Эти системы могут обеспечивать ценность как локально - за счет экономии затрат и локальной устойчивости - так и для более широкой сети, за счет балансировки и контроля нагрузки.

Например, недавние исследования Agur и Siemens показывают, что ценность для конечных пользователей инвестиций в DES является значительной. На основе серии смоделированных тематических исследований по всему миру наблюдалось снижение эксплуатационных расходов в пределах от 8 до 28 процентов и окупаемость инвестиций в течение трех-семи лет по сравнению с обычным сценарием.

### **1.3 Применение эффективных зданий**

В развитых городах ТЕ предлагает значительную награду за постепенные изменения в повышении энергоэффективности зданий. Например, здания в США потребляют около 40 процентов всей энергии и 70 процентов

электроэнергии в сети. Уменьшение этой нагрузки имеет решающее значение для достижения целей по сокращению выбросов углерода и является потенциальным основным фактором, способствующим экономической производительности, поскольку предприятия снижают эксплуатационные расходы, а домовладельцы увеличивают располагаемый доход.

Применение распределенных энергетических систем в модели транзакционной энергии позволяет владельцам городских зданий получать более точную информацию о потреблении энергии, инструментах контроля и сокращения потребления энергии и доступе к рынку, который переводит энергосбережение и контролирует инвестиции в финансовую отдачу.

Во всех городах модель транзитной энергии может позволить объединить электрическую сеть с отоплением, чтобы обеспечить еще большую экологическую выгоду, более низкие выбросы углерода и повышенную энергетическую устойчивость.

В странах с умеренным климатом, таких как Великобритания, энергия для отопления составляет почти половину конечной потребляемой энергии, а пиковая потребность в отоплении (т. Е. Холодным зимним вечером) в пять раз превышает пиковую потребность в электроэнергии.

Этот спрос на отопление сегодня удовлетворяется во многих городах почти полностью за счет природного газа, поставляемого непосредственно в здания, хотя централизованные городские тепловые сети имеют высокий уровень проникновения в некоторых городах Северной Европы и Северной Америки. Переход от отопления на ископаемом топливе к возобновляемым и низкоуглеродистым источникам неизбежно повлечет за собой переход к электричеству в качестве основного источника энергии для систем отопления, особенно в городах, где альтернативы, такие как биомасса и солнечная тепловая энергия, являются менее подходящими, соответственно из-за воздействия на качество воздуха и плотность спроса на энергию по сравнению с доступным пространством крыши для солнечной генерации.

Города могут включить электрификацию тепла таким образом, чтобы ограничить нагрузку на сетевые сети путем захвата доступных источников тепла из городов - из земли, воздуха и воды, а также из канализации, туннелей и другой городской инфраструктуры - и переноса тепла через тепло горячей воды сети туда, где это необходимо.

В большинстве случаев при использовании теплового источника тепла и низкотемпературной приемной системы тепловые сети могут поставлять от четырех до шести единиц тепловой мощности на каждую единицу электроэнергии (хотя множители около трех более типичны в качестве средних показателей за год). Между тем, накопление тепла может использоваться для сглаживания пиковых электрических нагрузок и предотвращения времен, когда пропускная способность сети ограничена. Посредством этих средств городские тепловые сети могут эффективно обеспечить переход с низким уровнем выбросов углерода, способствуя балансировке энергосистем с помощью механизма рынка транзитной энергии.

#### **1.4 Электрификация городского транспорта**

Как и в случае с теплом, транспортный сектор движется в направлении электрификации, особенно в городах.

Хотя сегодняшний парк дорожных транспортных средств почти полностью состоит из транспортных средств на жидком топливе, проникновение электромобилей (EV) быстро растет. Это происходит из-за сочетания факторов тяги, в том числе улучшения дизайна автомобиля, характеристик аккумуляторов и падения цен, а также факторов толчка, включая поддержку политики для электромобилей и ограничения на другие виды топлива для улучшения качества воздуха.

В настоящее время электромобили составляют менее 0,1 процента от общего числа легковых автомобилей в мире, но недавнее исследование Bloomberg New Energy Finance прогнозирует, что «продолжающееся снижение цен на аккумуляторы приведет к тому, что общая стоимость владения

электромобилями будет ниже, чем для автомобилей на обычном топливе, 2025”.

К 2040 году Bloomberg прогнозирует, что электромобили будут представлять 35 процентов мировых продаж легковых автомобилей. Такой объем соответствует 11-процентной доле мирового спроса на электроэнергию в 2015 году.

Такой уровень перехода от транспорта на основе нефти к транспорту на основе электричества окажет глубокое влияние на энергосистему. Однако влияние будет наибольшим на городские энергетические системы, учитывая, что проникновение электромобилей неизбежно будет наиболее концентрированным в городских районах, поскольку затраты и экологические преимущества по сравнению с обычными бензиновыми и дизельными двигателями являются самыми большими в городах; и ограничения дальности EV менее важны в городах, где большинство поездок всего лишь несколько миль. Более короткий диапазон также делает электромобили более жизнеспособными для городских транспортных средств средней грузоподъемности (например, для грузовиков и микроавтобусов); и городская плотность означает, что развертывание инфраструктуры зарядки электромобилей более жизнеспособно в городах.

Транзитная энергия может стать важным средством обеспечения того, чтобы инвестиции в инфраструктуру производства и распределения в городах шли в ногу с растущим предельным спросом на энергию. TE также может предоставлять ценовые сигналы для обеспечения премиальных платежей от тех, чья потребность в пополнении может быть срочным, при вознаграждении тех, кто готов отложить или распределить свои пополнения. Автопарки могут также быть в состоянии уловить избыточную выработку в периоды низкого спроса (например, в одночасье) и, таким образом, увеличить использование ветра, поскольку возобновляемые источники энергии занимают все большую долю в структуре генерации.

## **1.5 Вывод**

По мере роста населения Земли и продолжения тенденции урбанизации города станут все более доминирующими потребителями энергии и других глобальных ресурсов, и их воздействие будет распространяться все шире. По оценкам организации объединённых наций, к 2050-2060 году 64-69 процентов населения мира будет жить в городах, в то время как в другом исследовании оценивается, что глобальный городской след (его физическая протяженность) утроится за 30 лет до 2030 года, что составит дополнительную площадь в 1,2 миллиона квадратных километров.

Снижение воздействия урбанизации за счет повышения эффективности использования энергии в городах, перехода на чистые, низкоуглеродистые ресурсы и интеллектуализации городских сетей безусловно, имеет решающее значение для того, чтобы города продолжали процветать как двигатели экономического роста и творчества людей.

## 2 ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

### 2.1 Интеллектуальные системы электроснабжения

В современном мире, в сфере электроэнергетики происходят изменения, изменения при создании интеллектуальных (умных) сетей (smart grids), а именно за счет горизонтальной и вертикальной проекции существующих систем управления сбытом, производством, и потреблением электричества. Цель умных сетей в конкретном случае – обеспечить постоянным обменом энергией между малыми, средними и большими электростанциями и потребителями, а также поддержание баланса использования и производства.

Актуальность применения данного новшества постоянно возрастает из за увеличения выработки и потребления энергии. В этой связи во многих странах мира ведутся работы по созданию smart grids, что, по мнению многих экспертов, является важной предпосылкой для предстоящей смены технологических приоритетов в электроэнергетике. Подобные сети все чаще начинают рассматривать не только как драйвер модернизации, но и как часть экономики знаний. Так как простые меры энергосбережения исчерпали себя, необходим переход к инновационной фазе. Он подразумевает замену отдельных технических улучшений системными, связанными с повышением качества управления энергоресурсами как на уровне государства, так и на уровне конкретных субъектов хозяйствования и простых потребителей.

#### 2.1.1 Что такое smart grids

На сегодняшний день, нет достаточной терминологии, в вопросах касающихся интеллектуальных сетей. Данное определение берет свое начало с 2000-2001 гг. На 2020 год, существует пара названий развития энергетики: «умная сеть», «сильная сеть», «интеллектуальная сеть», «активно-адаптивная сеть». Упрядочив эти определения, можно дать следующее название Smart grids. Smart grids - это комплекс технических средств, выявляющие в

автоматическом режиме самые слабые и наиболее аварийно-опасные участки сети, после чего приступают к изменению характеристик и самой схемы с целью уменьшения потерь и сведение на минимум поломок. Из чего следует, что данная система обязана обладать функциями самовосстановления и самодиагностики и использовать передовые технологии для повышения эффективности передачи и распределения энергии. Исходя из этого, понятие «Смарт грид» включает в себя интеллектуальный комплекс процессов, устройств и приложений, призванных создать электронные коммуникации нового поколения. Возможности широкой интеграции цифровых технологий, сети информационных потоков для контроля над процессами и системами являются ключевыми составляющими при разработке умных сетей.

Более широким определением (смарт грид), по моему мнению, является следующее: это электрические сети, которые способны объединять деятельность всех вовлеченных участников (производителей, потребителей и выполняющих обе функции субъектов) для обеспечения устойчивости, экономичности и надежности поставок электроэнергии. Smart grids применяют информационные и коммуникационные технологии для сбора данных о генерировании и использовании электричества и позволяют автоматически повышать экономическую выгоду [22].

Таким образом, интеллектуальная сеть – это самоконтролирующаяся система, способная принимать энергию от любого источника и преобразовывать ее в конечный продукт для потребителей (тепло, свет, теплую воду) при минимальном участии людей.

Основные концептуальные положения smart grids  
Эта технология подразумевает объединение электрических сетей потребителей и производителей энергии в единую систему, которая в реальном времени позволяет отслеживать, контролировать и управлять режимами работы всех ее участников. Актуальность такого подхода обусловлена тем, что развитие мировой экономики в долгосрочной перспективе все более будет определяться постепенной трансформацией энергетического рынка в рынок технологий, а не

товаров, что приведет к изменению модели его работы. Одним из направлений этих изменений и является создание smart grids, для которых характерны следующие положения:

- интеграция энергетических и информационных сетей;
- совершенствование управления электропотреблением в сфере конечного потребления;
- развитие энергосбережения, в том числе в коммунальном секторе;
- создание технологий автономного и мобильного энергоснабжения;
- образование сервисных компаний и, как следствие, смещение центра формирования прибыли от эксплуатации ресурсов к созданию новых энергетических технологий;
- быстрый рост эффективного энергопотребления (полезной работы, выполняемой за счет потребления энергии) благодаря переходу к более качественному использованию различных видов энергии.

Естественно, что реализация этих положений является сутью перехода от количественных оценок энергии к качественным на основе информационно-энергетических систем. Это требует, как совершенствования существующих моделей управления ресурсами на макроуровне, так и создания новых для мезо- и микроуровней (предприятий и отдельных домохозяйств), то есть в первую очередь речь идет о распределительных сетях. В понимании зарубежных экспертов именно они должны стать центром развития smart grids. Здесь намечается широкое внедрение систем распределенной автоматизации (с наделением каждого отдельно установленного устройства интеллектом) в сочетании с расширением коммуникационных возможностей для интеграции отдельных приборов в единую сеть обмена данными.

Учитывая, что в будущем в распоряжении потребителей появится значительное количество разнообразных источников электричества, требуется создание соответствующей системы управления распределением энергии. К примеру, в странах ЕС наряду с крупными генерирующими станциями существуют и многочисленные мелкие производители вплоть до так

называемых активных домов, которые не потреблённую электроэнергию возвращают обратно в сеть. Очевидно, что такая сложная система должна использовать возможности современных информационных технологий с высоким уровнем интеллектуализации, чтобы в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров и осуществлять бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью при снижении влияния человеческого фактора.

### **2.1.2 Основные подходы**

Одна из главных целей технологии smart grid заключается в стимулировании применения возобновляемых источников энергии, которые являются гораздо менее надёжными, чем ископаемое топливо. И поэтому возникает потребность в более сложных системах регулирования и диагностики. Исходя из этого, создание smart grid предполагает наличие трех ключевых блоков управления:

- потреблением,
- аварийными режимами
- сетью в целом.

Требуется разработка и внедрение целого комплекса инновационного оборудования и технологий:

- устройств, позволяющих повысить предел пропускной способности линий электропередачи;
- высоковольтных приборов быстрого регулирования напряжения;
- накопителей электроэнергии на базе мощных аккумуляторов (если в конкретный момент выработка энергии превышает потребление, smart grids собирают ее и подпитывают сеть, когда в этом есть необходимость).

Для создания данных систем нужны также «интеллектуальные розетки», чтобы обмениваться данными со счетчиками и находить оптимальное время для включения приборов (кондиционеров, кухонных плит, стиральных машин и сушилок и т.д.), которые могли бы самостоятельно искать нужную информацию в электросети. К примеру, согласно амстердамскому проекту

«умного города», в домах устанавливаются индикаторы, содержащие исторические и фактические данные по потреблению энергии и выявляющие способы ее экономии, применяются термостаты и автоматические выключатели питания вместо режимов ожидания.

Для малого бизнеса, индивидуальных предпринимателей и домохозяйств требуется разработка мобильных решений для аналитических расчетов в целях оптимизации энергопотребления и автоматизированных систем управления расходом электричества в соответствии с концепцией «умного дома». Это обеспечит постоянный аудит и позволит оперативно реагировать на возникающие проблемы, прогнозировать развитие ситуации. Естественно, что создание полнофункциональных smart grids предполагает изменения в организационной структуре систем управления энергоснабжением и в соответствующих нормативно-правовых актах. Только за счет этого, как свидетельствует опыт США, Канады, Японии и европейских стран, можно сэкономить 10–20% ресурсов.

### **2.1.3 Преимущества smart grids для России**

Единая энергетическая модель нашей страны представляет собой централизованную систему, в которой большая часть электроэнергии вырабатывается крупными станциями, а затем поставляется потребителям. Ее преимущество состоит в том, что благодаря ограниченному числу генераторов удается достаточно просто поддерживать необходимый баланс между производством и использованием электричества.

При разработке программ по развитию отечественной энергетики должны учитываться основные мировые тенденции, а также специфика республики (строительство АЭС, диверсификация поставок и видов топливно-энергетических ресурсов, кардинальные меры по энерго-сбережению). Эти направления обозначены и реализуются в соответствии с основными государственными актами.

Для перехода к постиндустриальному этапу развития важно учитывать глобальные тенденции. Мировой опыт показывает, что максимальные темпы

экономического и энергетического роста наблюдаются в фазе индустриализации, а при переходе к информационному обществу они резко снижаются. Следовательно, актуальна задача выработки подходов к созданию постиндустриальной энергетики и адаптации к постнефтяной эпохе, так как современные отрасли экономики требуют надежного, гибкого и эффективного снабжения ресурсами.

Интеллектуальная сеть – качественно новое состояние электрической сети, которое позволит вывести надежность электроснабжения на принципиально новый уровень, одновременно обеспечив высокую экономическую эффективность работы всей энергосистемы. Причем для этого не надо менять сами сети, достаточно лишь установить дополнительное оборудование и таким образом модернизировать отрасль. По различным данным, построение интеллектуальной энергосистемы с сетью позволит сократить потери в электрических сетях всех классов напряжения более чем на 25%, уменьшить потребность в новых мощностях, снизить объем капиталовложений в развитие распределительных и магистральных сетей за счет увеличения их пропускной способности.

Кроме того, перевод электрической сети в формат активно-адаптивной позволит повысить системную надежность электросетевого комплекса, снизить капиталовложения в строительство новых объектов, а также гибко регулировать перетоки мощности, обусловленные изменением генерации и потребления.

## **2.2 Totem**

Totem - первое в мире энергетическое решение для переосмысления и модернизации интеллектуальных утилит, объявило о своей новой платформе для современных компаний и сообществ.

Модернизация инфраструктуры будет иметь важное значение для успешного перехода от нынешних к умным городам.

«Тотем считает, что дизайн может кардинально изменить мир. Мы стремимся реализовать весь потенциал преобразования энергии, предоставляя

сообществам и корпорациям интеллектуальные, основанные на опыте и привлекательные структуры - то, что обеспечивает мощную функциональность и рассказывает легко понятную историю о чистой энергии и критически важных услугах следующего поколения». сказал Брайан Лэкам, генеральный директор и основатель Totem Power.

Продукт по сути является сеткой, которая помогает интеграции интеллектуальных утилит.

Тотем предлагает с его масштабируемой моделью, энергосистема будет в состоянии разрушить пределы для солнца и ветра, которые накладывает текущая сеть: распределенное производство и хранение возобновляемой энергии.

Цель компании состоит в том, чтобы эти «привлекательные» сетки располагались на улицах города, в школах, парках и торговых точках.

Сеть Тотемов предлагает одно из наиболее важных для человека вещей. В сеть будет интегрирован надежный концентратор для Wi-Fi, которые поддерживают все более и более связанный образ жизни.

Впечатляет то, что из-за встроенной генерации и хранения эти коммуникации будут продолжать работать в случае отказа сети.

Платформа рассматривает будущее и закладывает основу для фундаментального сдвига в транспортной инфраструктуре, который уже начался.

Дизайн Totem сочетает в себе возобновляемую, устойчивую энергетическую основу (солнечная батарея + накопитель) с передовой коммуникационной платформой в красивом и масштабируемом продукте (рисунок 2).

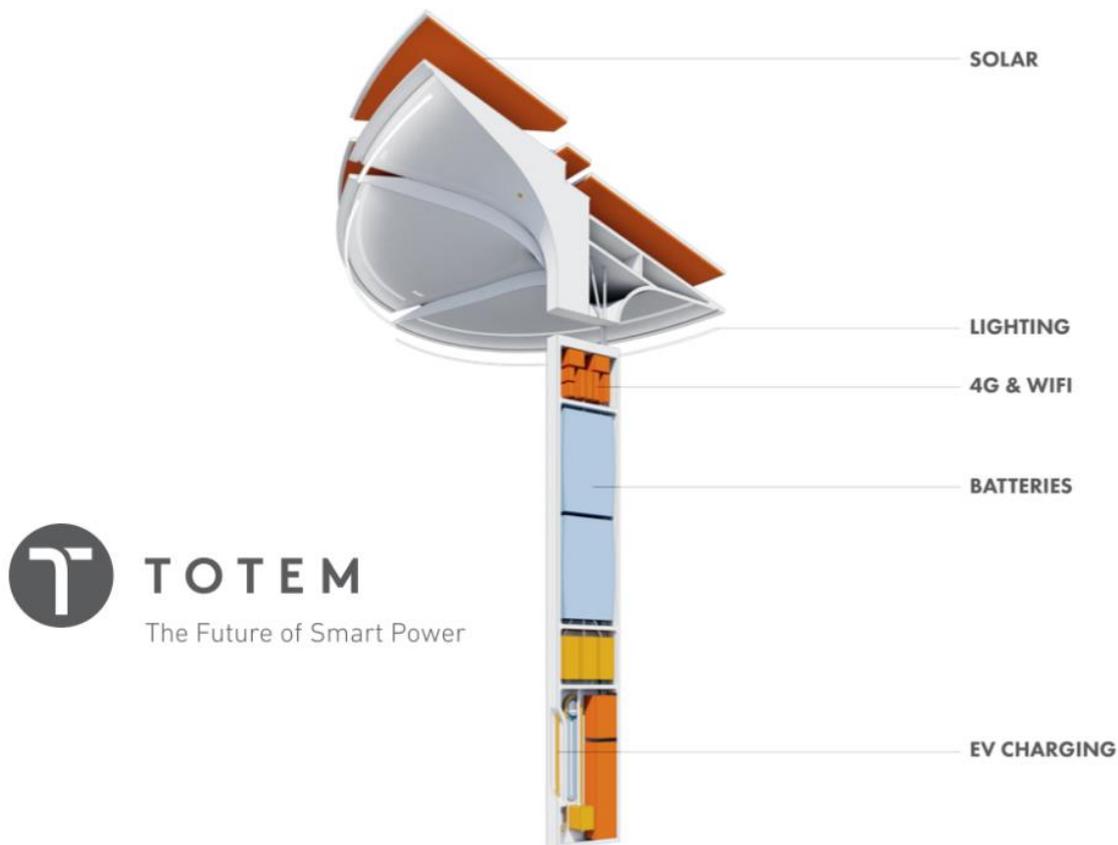


Рисунок 2 – Дизайн платформы TOTEM

Такое сочетание формы и функций создает захватывающую, революционную платформу для современных городов.

Инфраструктура будет ориентирована на сообщества, а смартфон - на потребителя. Это мощная и расширяемая платформа, построенная на основе основного аккумулятора и коммуникационных возможностей.

Аккумуляторы должны быть основой более значимого продукта, который может служить потребностям городов.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом расчета и проектирования системы является расчет электрических нагрузок. Основную часть нагрузок моего района составляют бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. По расчетной нагрузке я далее выбираю и определяю все необходимое оборудование, такое как трансформаторы, сечение линий и кабелей на 10 и 0,4 кВ, распределительное устройство на 10 и 0,4 кВ, мощность источников питания, выбор коммутационных аппаратов, а также расчет центров электрических нагрузок. Одна из особенностей расчета системы электроснабжения города в том, что из начальных данных известно очень мало, а данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. В моем случае также, из данных у меня только ген план зданий и их площадь, поэтому расчет я буду производить с помощью метода удельных нагрузок.

#### 3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

##### 3.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где  $p_{кв.уд}$  - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, [3];  
 $n$  - количество квартир.

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

$$P_c = P_{р.л} + P_{стп}, \quad (2)$$

где  $P_{p.l}$  - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{cmy}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (3)$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов, [3];

$P_{ni}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

где  $P_{CTVi}$  - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

$n$  - количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (5)$$

где  $k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Рассмотрим пример расчета здания №9.

$$P_{кв} = 1,8 \cdot 90 = 162 \text{ кВт};$$

$$P_{р.л} = 0,65 \cdot 8 \cdot 6 = 31,2 \text{ кВт};$$

$$P_{сту} = 1 \cdot 3 \cdot 5 = 15 \text{ кВт};$$

$$P_{р.ж.д} = 162 + 0,9 \cdot (31,2 + 15) = 203,58 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, коэффициент взят из справочника РД. [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

### **3.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых**

#### **3.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений**

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{р.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \tag{6}$$

где  $P_{уд.общ.зд}$  - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель по таблице 2.2.1; кВт/место, кВт/учащийся и т.д. [3];

$n$  - количественный показатель, учащийся, место, м<sup>2</sup>.

Для примера рассмотрим расчет электрической нагрузки здания школы № 43.1.

$$P_{р.общ.зд} = 0,25 \cdot 825 = 206,25 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка для школы кВт/чел [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Ленина – 50 лет Октября - Пушкина – Гагарина

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок жилых домов

№	Объект	Руд	n	P	tg	Q	Рзд	Qзд	Sзд
29, 24, 25, 142, 180, 129, 153, 181, 109, 175, 174, 128	Жилой дом 9 эт.  СТУ  Лифты	1.48  10  8	125  8  8	185  60  37.12	0.2  0.75  1	37  45  37.12	272.41	119.12	297.314
103, 104, 105, 111, 113, 115, 112, 114, 110, 125, 126, 127	Жилой дом 9 эт.  СТУ  Лифты	1.96  10  8	63  8  8	123.48  34  24.4	0.2  0.75  1	24.67  25.5  24.4	127.24	72.6	188.76
16, 17, 102, 106, 154, 172	Жилой дом 9 эт.  СТУ  Лифты	1.76  10  8	84  6  6	147.8  48  31.2	0.2  0.75  1	29.57  36  31.2	219.12	96.77	239.536
9, 140, 141, 134, 151, 155, 171, 130, 131	Жилой дом 9 эт.  СТУ  Лифты	1.7  10  8	90  6  6	153  48  31.2	0.2  0.75  1	30.6  36  31.2	224.28	97.8	244.676
10, 132, 135, 143, 152, 108, 101, 107	Жилой дом 9 эт.  СТУ  Лифты	1.45  10  8	135  10  10	195.75  70  40	0.2  0.75  1	39.15  52.5  40	294.75	131.65	322.815

Таблица 2 – расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых

№	Объект	Rуд	n	P	tg	Q	Pзд	Qзд	Sзд
43.1	Школа	0.25	825	206.25	0.38	78.375	206.25	78.375	220.64
43.2	Школа	0.15	825	123.75	0.43	53.212	123.75	53.212	134.71
46	Детский сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
47	Детский сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
48	Детский сад	0.46	230	105.8	0.25	26.45	105.8	26.45	109.06
55	Универсам	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.96	174.94
56	Рынок	0.25	1072	268	0.75	201	268	201	335
57	КБО	0.25	1010.9	252.72	0.38	96.03	252.72	96.03	270.35
60	Банно.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
61	Адм. зд	0.054	3245.8	175.27	0.57	99.9	175.27	99.9	201.74
62	Здание	0.054	1076.1	113.24	0.57	64.55	113.24	64.55	130.35
63	Гаражи	0.02	350	7	0.3	2.1	7	2.1	7.308
65	Столовая	1.04	150	156	0.2	31.2	156	31.2	159.09
68	Комплек. зд	0.25	1173.1	293.27	0.38	111.44	293.27	111.44	313.73
69	Гаражи	0.02	900	18	0.3	5.4	18	5.4	18.793
72	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.96	174.94
73	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.96	174.94
74	Магазин	0.25	559.8	139.95	0.75	104.96	139.95	104.96	174.94
75	Банно.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
76	Поликлиника	0.46	786	215.4	0.25	176.9	215.4	176.9	278.73
77	Поликлиника	0.46	786	215.4	0.25	176.9	215.4	176.9	278.73
78	Банно.оз.ком	0.36	60	21.6	0.43	9.29	21.6	9.29	23.51
107	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	
108	ЦТП*			100	0.2	20	100	20	

### 3.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (7)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{oc}$ , кВт
Ленина	0,75 / 0,0075	3,9	2,73
Пушкина	0.75 /0,0075	3,9	2,73
50 лет Октября	0.9 / 0,0075	3,9	3,51
Гагарина	0.73/0,0075	3,9	2,85
Лесная	0.5/0,0075	3,9	1,95
Кручинина	0.38/0,0075	3,9	1.48
Итого	4.01		15,25

### 3.3 Расчет ЦЭН и выбор места расположения ЦРП, ТП

На сегодняшний день важнейшими задачами проектирования электроснабжения являются надежность и экономичность самой системы. Одним из способов решения является расчет центра электрических нагрузок (ЦЭН), который позволяет расположить центральную распределительную подстанцию (ЦТП), а также трансформаторную и преобразовательную подстанции как можно ближе к центру питаемых ими нагрузками. Грамотное расположение трансформаторной подстанции позволяет сократить протяженность линии, а значит и уменьшит необходимое количество расходного проводникового материалов, а также уменьшить потери в

питающих и распределительных сетях электроснабжения данного проектируемого объекта.

Чтобы определить местоположение ТП нужно построить картограмму нагрузок. Для начала необходимо рассчитать центры нагрузок активной и реактивной мощности.

Координаты центра нагрузок:

$$X_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (8)$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \times y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (9)$$

где X и Y - координаты зданий на плане города, м.

Расчет ЦЭН сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – расчет ЦЭН микрорайона Звездный

Наименование электро-приемников	P, кВт	Q, квар	Координаты		Промежуточные расчеты			
			X	Y	P*X	P*Y	Q*X	Q*Y
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н9	224.28	97.8	0.454	0.514	101.823	115.28	44.401	50.269
Жилой дом 9 эт. Н10	294.75	131.65	0.549	0.547	161.818	161.228	72.276	72.013
Жилой дом 9 эт. Н29	272.41	119.12	0.346	0.547	94.254	149.008	41.216	65.159
ТП88					357.895	425.516	157.893	187.44

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н16	219.112	96.77	0.553	0.433	121.173	94.879	53.514	41.901
Жилой дом 9 эт. Н17	219.12	96.77	0.553	0.28	121.173	61.354	53.514	27.096
Школа блок А	206.25	78.375	0.383	0.362	78.994	74.662	30.018	28.372
Школа блок Б	123.75	53.212	0.462	0.32	57.172	39.6	24.584	17.028
Комплексное здание	293.27	111.44	0.63	0.35	184.76	102.644	70.207	39.004
ЦТП 108	100	20	0.493	0.264	49.3	24.6	9.86	4.92
ТП90					612.573	397.74	241.696	158.321
Жилой дом 9 эт. Н24	272.41	119.12	0.346	0.045	94.254	12.258	41.216	5.36
Жилой дом 9 эт. Н25	272.41	119.12	0.549	0.045	149.553	12.258	65.397	5.36
Детский сад	105.8	26.45	0.378	0.166	39.992	17.563	9.998	4.391
Универсам	139.95	104.96	0.426	0.084	59.619	11.756	44.713	8.817
КБО	252.72	96.03	0.47	0.09	118.778	22.745	45.134	8.643
ЦТП 107	100	20	0.55	0.137	55	13.7	11	2.74
ТП92					517.196	90.28	217.458	35.311
Рынок	268	201	0.641	0.266	171.788	71.288	128.841	53.466
Банный комп.	21.6	9.29	0.66	0.21	14.256	4.536	6.131	1.951
Админ. здание	175.27	99.9	0.66	0.103	115.678	18.053	65.934	10.29
Здание	113.24	64.55	0.624	0.042	70.662	4.756	40.279	2.711
Гараж	7	2.1	0.72	0.112	5.04	0.784	1.512	0.235
Столовая	156	31.2	0.734	0.36	114.504	56.784	22.901	11.357
Гараж	18	5.4	0.733	0.298	13.194	5.364	3.958	1.609
ТП93					505.122	161.565	269.557	81.619
Универсам Н72	139.95	104.96	0.621	0.485	86.909	67.876	65.18	50.906

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н171	224.28	97.8	0.59	0.555	132.325	124.475	57.702	54.279
Жилой дом 9 эт. Н172	219.12	96.77	0.595	0.45	129.281	98.604	57.094	43.547
Жилой дом 9 эт. Н174	272.41	119.12	0.71	0.57	193.411	155.274	84.575	67.898
Жилой дом 9 эт. Н175	272.41	119.12	0.72	0.46	196.135	125.309	85.766	54.795
ТП94					738.061	571.537	350.318	271.425
Жилой дом 9 эт. Н101	294.75	131.65	0.04	0.664	11.79	195.714	5.266	87.416
Жилой дом 9 эт. Н102	219.12	96.77	0.01	0.854	2.191	187.128	0.968	82.642
Жилой дом 9 эт. Н103	174.24	72.6	0.11	0.754	1.742	131.377	0.726	54.74
Жилой дом 9 эт. Н104	174.24	72.6	0.08	0.754	13.939	131.377	5.808	54.74
Жилой дом 9 эт. Н105	174.24	72.6	0.015	0.754	26.136	131.377	10.89	54.74
Жилой дом 9 эт. Н106	219.12	96.77	0.236	0.664	51.712	145.496	22.838	64.255
Жилой дом 9 эт. Н107	294.75	131.65	0.230	0.854	69.561	251.716	31.069	112.429
Жилой дом 9 эт. Н130	224.28	97.8	0.240	0.754	52.93	169.107	23.081	73.741
ТП101					230.002	1343	100.646	584.704
Жилой дом 9 эт. Н108	294.75	131.65	0.346	0.664	101.983	195.714	45.551	87.416

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н111	174.24	72.6	0.346	0.854	60.287	148.801	25.12	62
Жилой дом 9 эт. Н112	174.24	72.6	0.416	0.754	72.484	131.377	30.202	54.74
Жилой дом 9 эт. Н113	174.24	72.6	0.416	0.854	72.484	148.801	30.202	62
Жилой дом 9 эт. Н114	174.24	72.6	0.486	0.754	84.681	131.377	35.284	54.74
Жилой дом 9 эт. Н115	174.24	72.6	0.486	0.854	84.681	148.801	35.284	62
Жилой дом 9 эт. Н131	224.28	97.8	0.346	0.754	77.601	169.107	33.839	73.741
ТП102					554.2	1047	235.48	456.639
Дет. Сад Н47	105.8	26.45	0.55	0.664	58.19	70.251	14.548	17.563
Банный комп. Н75	21.6	9.29	0.65	0.754	14.04	16.286	6.038	7.005
Жилой дом 9 эт. Н109	272.41	119.12	0.65	0.664	177.067	180.88	77.428	79.096
Жилой дом 9 эт. Н110	174.24	72.6	0.55	0.854	95.832	148.801	39.93	62
Жилой дом 9 эт. Н181	272.41	119.12	0.65	0.854	177.067	232.638	77.428	101.728
ТП103					522.195	648.857	215.372	267.392
Поликлиника Н76	215.4	176.9	0.85	0.854	183.09	183.952	14.548	151.073
Жилой дом 9 эт. Н152	294.75	131.65	0.71	0.935	209.272	275.591	93.472	123.093
Жилой дом 9 эт. Н153	272.41	119.12	0.71	0.664	193.411	180.88	84.575	79.096
Жилой дом 9 эт. Н154	219.12	96.77	0.71	0.754	155.575	165.216	68.707	72.965

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н155	224.28	97.8	97.8	0.675	183.91	151.389	80.196	66.015
ТП104					925.258	957.029	341.497	492.241
Дет. Сад Н47	105.8	26.45	0.236	1.026	24.969	108.551	6.242	27.138
Баннный комп. Н75	21.6	9.29	0.236	0.945	5.098	20.412	2.192	8.779
Жилой дом 9 эт. Н132	294.75	131.65	0.40	0.935	117.9	275.591	52.66	123.093
Жилой дом 9 эт. Н133	294.75	131.65	0.40	1.116	117.9	328.941	52.66	146.921
Жилой дом 9 эт. Н134	224.28	97.8	0.10	0.675	22.428	151.389	9.78	66.015
Жилой дом 9 эт. Н135	294.75	131.65	0.236	1.116	69.561	328.941	31.069	146.921
ТП201					357.855	1214	154.604	518.867
Универсам Н74	139.95	104.96	0.53	0.94	74.174	131.553	55.629	98.662
Баннный комп. Н78	21.6	9.29	0.486	1.026	104.684	221	85.973	181.499
Жилой дом 9 эт. Н140	294.75	131.65	0.346	1.026	101.983	302.413	45.551	135.073
Жилой дом 9 эт. Н141	294.75	131.65	0.45	0.935	132.638	275.591	59.243	123.093
Жилой дом 9 эт. Н142	272.41	119.12	0.59	0.935	160.722	254.703	70.281	111.377
Жилой дом 9 эт. Н143	294.75	131.65	0.55	1.116	162.113	328.941	72.408	146.921
ТП202					736.313	1514	389.084	796.626
Универсам Н73	139.95	104.96	0.820	1.026	114.759	143.589	86.067	107.689
Жилой дом 9 эт. Н125	174.24	72.6	0.650	1.116	113.256	194.452	47.19	81.022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жилой дом 9 эт. Н126	174.24	72.6	0.710	1.116	123.71	194.452	51.546	81.022
Жилой дом 9 эт. Н127	174.24	72.6	0.770	1.116	134.165	194.452	55.902	81.022
Жилой дом 9 эт. Н128	272.41	119.12	0.850	1.116	231.549	304.01	101.252	132.938
Жилой дом 9 эт. Н129	272.41	119.12	0.850	0.935	231.549	254.703	101.252	111.377
Жилой дом 9 эт. Н151	224.28	97.8	0.765	0.935	171.574	209.702	74.817	91.443
Жилой дом 9 эт. Н180	272.41	119.12	0.650	0.935	177.067	254.703	77.428	111.377
ТП203					1298	1750	595.454	797.889

Получив координаты ТП нанесем их на карту. Иногда при расчетах получается, что разместить данную подстанцию в том или ином месте из за технических или архитектурных причин нельзя, то тогда необходимо сместить в сторону наиболее приближенную к расчетам, туда где есть возможность разместить без вреда и с минимальными потерями.

Получившиеся координаты внесем в таблицу 5.

Таблица 5 – координаты ТП

Наименование ТП	Точка А		Точка Р	
	Х	У	Х	У
ТП88	0.452	0.583	0.453	0.538
ТП90	0.527	0.342	0.529	0.347
ТП92	0.452	0.079	0.448	0.073
ТП93	0.665	0.213	0.652	0.197
ТП94	0.654	0.507	0.651	0.505
ТП101	0.13	0.757	0.13	0.757

Наименование ТП	Точка А		Точка Р	
	Х	У	Х	У
ТП102	0.399	0.773	0.396	0.770
ТП103	0.617	0.767	0.617	0.767
ТП104	0.755	0.781	0.753	0.776
ТП201	0.29	0.982	0.29	0.982
ТП202	0.487	1.001	0.476	0.994
ТП203	0.761	1.027	0.760	1.023

### 3.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевой схеме электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

### 3.5 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых

потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению:

$$P_{P..л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (10)$$

где  $P_{зд.маx}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт;

$P_{зд.i}$  - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП80-9-29

$$P_{P..л} = 272.41 + 224,28 = 496.89 \text{ кВт};$$

$$Q_{P..л} = 119,12 + 87,8 = 206,92 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП88-9-29	496.89	216.92
ТП88-10	294.75	131.65
ТП90-43.1-43.2	293.375	115.623
ТП90-17-108	425.445	188.925

Продолжение таблицы 6

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП90-16-68	402.83	159.825
ТП92-24-46	314.73	129.7
ТП92-55-57	337.36	179.998
ТП99-25-107	478.735	211.275
ТП93-65-69	174	36.6
ТП93-56-60	289.6	210.29
ТП93-61-62-63	260.456	146.57
ТП94-72-172	303.09	159.746
ТП94-175-174	544.82	238.24
ТП94-171	224.28	97.8
ТП101-102-107	513.87	228.42
ТП101-103-101	688.11	301.02
ТП101-104-105-130	572.76	243
ТП102-131-108	519.03	229.45
ТП102-112-114	348.48	145.2
ТП102-111-113-115	522.72	217.8
ТП103-47	105.8	26.45
ТП103-181-110	446.65	191.72
ТП103-75-109	285.37	124.694
ТП104-153-152	567.16	250.77
ТП104-155-154	443.4	194.57
ТП104-76	215.4	176.9
ТП201-134-132	519.03	229.45
ТП201-133-135	589.5	263.3
ТП201-48-76	278.12	167.97
ТП202-141-140	589.5	263.3
ТП202-74-142	356.38	182.096

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП202-77-143	423.99	237.79
ТП203-129-151-180	769.1	336.04
ТП203-127-126-125	522.72	217.8
ТП203-73-128	356.38	182.096

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

Следующим этапом будет выбор сечения проводника линии на 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника выбирается по нагрузке, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального расчетного тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (11)$$

2. Определение расчетного тока с учетом 5 летней нагрузки:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм.}, \quad (12)$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1, [4]

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05, [4].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (13)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток (определяется по [4]).

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно, [3].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-9-29:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{353,58^2}{2} + \frac{112,823^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 281,947 \text{ А};$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 281,947 = 325,649 \text{ А.}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НГ сечением 185 мм<sup>2</sup>.

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{353,58^2 + 112,823^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 563,895 \text{ А.}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$563,895 \leq 1,29 \cdot 490 = 632,1.$$

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% ,$$

(15)

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$  - номинальное напряжение ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

$\varphi$  - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения  $\text{tg } \varphi = Q/P$ .

$$\Delta U = \frac{281,947 \cdot 0,14 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,12 \cdot \cos 0,2 + 0,058 \cdot \sin 0,2) \cdot 100\% = 3,26\% .$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Ип/а, А	Идл.доп, А	Сечение, мм*мм	Марка	$\Delta U$ , %
ТП88-9-29	408.895	817.79	570	240	АВВГ 4х240	1.217
ТП88-10	245.233	490.477	490	185	АВВГ 4х185	1.607
ТП90-43.1-43.2	239.553	479.11	490	185	АВВГ 4х185	1.539
ТП90-17-108	235.204	470.41	490	185	АВВГ 4х185	1.595
ТП90-16-68	329.224	658.45	570	240	АВВГ 4х240	1.527
ТП92-24-46	258.598	517.19	490	185	АВВГ 4х185	1.626
ТП92-55-57	290.48	580.96	490	185	АВВГ 4х185	0.777
ТП92-25-107	279.085	558.17	490	185	АВВГ 4х185	1.559
ТП93-65-69	135.075	270.15	178	70	АВВГ 4х70	0.058
ТП93-60-56	271.884	543.77	490	185	АВВГ 4х185	0.186
ТП93-61-62-63	227.039	454.08	295	150	АВВГ 4х150	2.458
ТП94-72-172	260.272	520.55	490	185	АВВГ 4х185	0.615
ТП94-175-174	451.725	903.45	570	240	АВВГ 4х240	1.521
ТП94-171	185.873	371.75	295	150	АВВГ 4х150	0.462
ТП101-102-107	427.202	854.41	570	240	АВВГ 4х240	2.029
ТП101-103-101	464.25	928.52	570	240	АВВГ 4х240	3.934
ТП101-104-105- 130	472.649	945.23	570	240	АВВГ 4х240	1.993
ТП102-131-108	431.102	862.23	570	240	АВВГ 4х240	1.757
ТП102-112-114	286.791	573.59	490	185	АВВГ 4х185	1.092
ТП102-111-113- 115	430.187	860.37	570	240	АВВГ 4х240	2.636
ТП103-47	82.847	165.69	178	70	АВВГ 4х70	0.737
ТП103-181-110	369.245	738.49	490	185	АВВГ 4х185	2.092
ТП103-75-109	236.58	473.16	295	150	АВВГ 4х150	1.515
ТП104-153-152	471.092	942.18	570	240	АВВГ 4х240	2.404

ТП104-155-154	367.842	735.68	570	240	АВВГ 4x240	1.747
---------------	---------	--------	-----	-----	------------	-------

Продолжение таблицы 7

Участок сети	Ирасч, А	Ип/а, А	Идл.доп, А	Сечение, мм*мм	Марка	$\Delta U$ , %
ТП104-76	211.744	423.49	295	150	АВВГ 4x150	0.825
ТП201-134-132	431.102	862.21	570	240	АВВГ 4x240	1.375
ТП201-133-135	490.466	980.93	570	240	АВВГ 4x240	3.581
ТП201-48-76	246.823	493.65	490	185	АВВГ 4x185	1.641
ТП202-141-140	490.466	980.93	570	240	АВВГ 4x240	2.121
ТП202-74-142	304.026	608.05	490	185	АВВГ 4x185	0.856
ТП202-77-143	369.291	738.58	570	240	АВВГ 4x240	1.135
ТП203-129-151- 180	637.598	1275.21	570	240	АВВГ 4x240	3.547
ТП203-127-126- 125	430.187	860.37	570	240	АВВГ 4x240	3.17
ТП203-73-128	304.026	608.05	490	185	АВВГ 4x185	1.302

### 3.7 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.Л.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.} \quad (16)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л.} \quad (17)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 88

$$P_{P.TII} = (TII88 - 29) + (TII88 - 9 - 10) = 791,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TII} = (TII88 - 29) + (TII88 - 9 - 10) = 338,57 \text{ квар.}$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 8.

Таблица 8 – результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TII}$ , кВт	$Q_{P.TII}$ , квар	$S_{P.TII}$ , кВА
ТП88	791.44	348.57	861.001
ТП90	1122.325	464.373	1214
ТП92	1131.34	520.973	1245
ТП93	724.056	393.46	824.056
ТП94	1072.45	495.768	1181
ТП101	1775.56	772.44	1936
ТП102	1391.65	592.45	1511
ТП103	837.82	342.864	905.261
ТП104	1226.45	622.24	1375
ТП201	1387.78	660.72	1536
ТП202	1371.21	683.18	1531
ТП203	1648.39	735.94	1805

## 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

### 4.1 Общие положения

Следующим этапом в проекте является выбор силового трансформатора.

Силовой трансформатор предназначен для изменения напряжения и тока с большого на меньшее и на оборот. Так как в работе строиться схема снабжения города, то соответственно и величины напряжения будут 10/0,4 кВ. В данном проекте силовые трансформаторы 10/0,4 кВ располагаются в закрытых трансформаторных будках.

Ниже на рисунке 3 изображена ТП



Рисунок 3 – ТП-88 с трансформаторами ТМ-630/10/0,4 кВ

## 4.2 Расчет и выбор КРМ

При расчете и выборе трансформаторных подстанций, первым делом необходимо рассчитать электрические нагрузки отходящие от шин подстанций и найти угол  $tg$  суммарный на шинах 0,4 кВ.

$$tg_{p\Sigma.i} = \frac{Q_{p\Sigma.i}}{P_{p\Sigma.i}}. \quad (18)$$

Если предельный угол на стороне 0,4 кВ получается больше 0,35, то необходима компенсация реактивной мощности.

Теперь необходимо выбрать компенсирующие устройства, для этого найдем фактическую нагрузку

$$Q\Phi_{ky.\Sigma i} = P_{p.\Sigma i} \times (tg_{p.\Sigma i} - tg_{np}), \quad (19)$$

где  $tg_{np}$  - предельный угол равный 0,35;

$P_{p.\Sigma}$  - суммарная активная мощность подстанции кВт.

$$Qky_{.\Sigma i} = \frac{1.1 \times Q\Phi_{ky.\Sigma i}}{2}. \quad (20)$$

Рассмотрим пример расчета конденсаторной батареи для ТП №88.

$$tg_{p\Sigma.88} = \frac{338.57}{791.64} = 0.428$$

$$Q\Phi_{ky.\Sigma 88} = 791.64 \times (0.428 - 0.35) = 61.496 \text{ квар};$$

$$Q_{ky_{\Sigma 88}} = \frac{1.1 \times 61.496}{2} = 33.823 \text{ квар.}$$

По данным расчета выбираем УКРМ-0,4-10-25-УХЛ4

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – результаты расчетов конденсаторных батарей

Номер ТП	$P_{P.TPi}$ , кВт	$tg_{p.\Sigma i}$	$Q\Phi_{ky.\Sigma i}$	$Q_{ky.\Sigma i}$	Тип компенсации реактивной мощности
ТП88	791.64	0.44	71.566	39.361	УКРМ-0,4-35-25-УХЛ4
ТП90	985.325	0.414	71.796	39.488	УКРМ-0,4-25-25-УХЛ4
ТП92	1131.34	0.461	125.184	68.851	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП93	724.056	0.543	140.04	77.022	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4
ТП94	1072.45	0.462	120.519	66.286	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП101	1775.56	0.435	151.281	83.205	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4
ТП102	1391.65	0.426	105.869	58.228	УКРМ-0,4-60-25-УХЛ4
ТП103	837.82	0.409	49.627	27.295	УКРМ-0,4-25-25-УХЛ4
ТП104	1226.45	0.508	193.154	106.235	УКРМ-0,4-125-25-УХЛ4
ТП201	1387.78	0.476	175.393	96.466	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4
ТП202	1371.21	0.499	203.732	112.052	УКРМ-0,4-125-25-УХЛ4
ТП203	1648.39	0.447	159.066	87.486	УКРМ-0,4-100-25-УХЛ4

### 4.3 Выбор трансформаторов на напряжение 10/0.4 кВ

Для выборов трансформатора исходными данными считаются реактивная и активная мощности на шинах 0,4 кВ. Так как я рассчитал конденсаторные батареи, то за место реактивной мощности я применю некомпенсированную реактивную мощность.

$$Q_{нескi} = Q_{P.TPi} - Q\Phi_{ky.\Sigma i}, \quad (21)$$

где  $Q_{P.ТП}$  – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (22)$$

где  $K_3 = 0,75$  – коэффициент загрузки для жилого района где преобладает вторая категория;

$P_{P.ТП}$  – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП кВт;

$N_T$  – количество трансформаторов на ТП.

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [12] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (23)$$

где  $S_{T_{ном}}$  – номинальная мощность выбранного трансформатора, МВ·А;

$S_{расч}$  – расчетная мощность МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3п/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}. \quad (24)$$

Выбранный трансформатор не подойдет если после проверки рассчитанный коэффициент загрузки будет больше 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП88:

$$Q_{неск88} = 338.57 - 61.496 = 277.074 \text{ квар};$$

$$S_{расч.А88} = \frac{\sqrt{791.64^2 + 277.074^2}}{0,75 \cdot 2} = 599.091 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для данной ТП принимаем = 630 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{зп/ав}^{88} = \frac{\sqrt{791.64^2 + 277.074^2}}{630} = 1.331 \leq 1,5$$

По рассчитанному коэффициенту загрузки видно, что трансформатор выбран правильно, и перевыбирать нет необходимости. По такому же алгоритму рассчитываем и для других ТП. В таблицу 10 приведены остальные выбранные трансформаторы и их рассчитанные коэффициенты загрузки

Таблица 10 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$ , кВт	$Q_{неск}$ , квар	$S_{расч.}$ , кВА	$S_{т}$ , кВА	$K_{з.Факт}$	$K_{зп.ав}$	Тип трансформатора ТП
ТП88	791.64	277.074	599,091	630	0.67	1.331	ТМ630/10/0.4
ТП90	985.325	344.864	745.667	1000	0.52	1.044	ТМ1000/10/0.4
ТП92	1131.34	348.075	752.61	1000	0.53	1.054	ТМ1000/10/0.4
ТП93	724.056	253.42	547.945	630	0.61	1.218	ТМ630/10/0.4
ТП94	1072.45	375.267	811.404	1000	0.568	1.136	ТМ1000/10/0.4
ТП101	1775.56	621.159	1343	1600	0.588	1.175	ТМ1600/10/0.4
ТП102	1391.65	486.581	1052	1250	0.589	1.178	ТМ1250/10/0.4
ТП103	837.82	293.237	634.039	1000	0.444	0.888	ТМ1000/10/0.4
ТП104	1226.45	429.086	927.772	1000	0.649	1.299	ТМ1000/10/0.4
ТП201	1387.78	485.327	1049	1250	0.588	1.175	ТМ1250/10/0.4
ТП201	1387.78	485.327	1049	1250	0.588	1.175	ТМ1250/10/0.4

Номер ТП	$P_{р.ТП}$ , кВт	$Q_{неск}$ , квар	$S_{расч.}$ , кВА	$S_{т.}$ , кВА	$K_{з.Факт}$	$K_{зп.ав}$	Тип трансформатора ТП
ТП202	1371.21	479.454	1037	1250	0.581	1.161	ТМ1250/10/0.4
ТП203	1648.39	576.87	1247	1250	0.698	1.397	ТМ1250/10/0.4

#### 4.4 выбор схемы и конструкции тп

Для сетей электроснабжения города обычно выбирают и ставят подстанции двух типов комплектную трансформаторную подстанции городского типа (КТПГ) и блочную подстанцию (КТПБ). Такие подстанции полностью собираются на заводе, а не посредственно на месте установки монтируются и собираются.

При распределении и приеме электроэнергии в жилых домах повышенной этажности и зданиях общественного назначения используют вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 4:

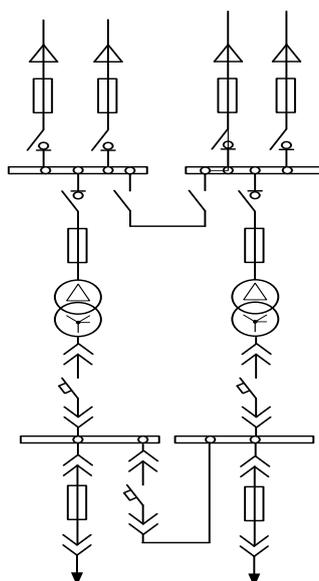


Рисунок 4 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}; \quad (25)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (26)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (27)$$

где  $\tau$  - время потерь, ч.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (28)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки, ч.

Произведем расчет для линии ТП1-9-10 по формулам:

$$\Delta P = \frac{353.58^2 \cdot 0,1 \cdot 0,15 + 112.823^2 \cdot 0,1 \cdot 0,15}{0,4^2} = 12.914 \text{ кВт/км};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 86.09 \cdot 1098 = 14.175 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
ТП88-9-10	496.89	216.92	240	0.058	0.129	19.62	8.93	78.7
ТП88-29	294.75	131.65	150	0.059	0.203	16.1	5.74	64.06
ТП90-43.1-43.2	293.37	115.623	185	0.059	0.167	15.05	5.37	59.89
ТП90-17-108	282.12	110.77	185	0.059	0.167	15.31	5.46	60.92
ТП90-16-68	402.83	159.825	240	0.058	0.129	19.84	9.03	78.94
ТП92-24-46	314.73	129.7	185	0.059	0.167	17.17	6.13	68.34
ТП92-55-57	337.36	179.998	185	0.059	0.167	9.31	3.32	37.05
ТП92-25-107	342.41	133.12	185	0.059	0.167	17.75	6.33	70.63
ТП93-65-69	174	36.6	70	0.061	0.443	12.96	1.79	51.55
ТП93-56-60	289.6	210.29	185	0.059	0.167	8.56	3.05	34.05
ТП93-61-62-63	260.46	146.57	150	0.059	0.203	23.8	6.99	94.7
ТП94-72-172	303.09	159.746	185	0.059	0.167	6.984	2.492	27.79
ТП94-175-174	544.82	238.24	240	0.058	0.129	27.08	12.32	107.8
ТП94-171	224.28	97.8	150	0.059	0.203	5.317	1.561	21.16
ТП101-102-107	513.87	228.42	240	0.058	0.129	34.17	15.55	136
ТП101-103-101	688.11	301.02	240	0.058	0.129	78.1	50.5	84.16

Продолжение таблицы 11

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
ТП101-104-105-130	572.76	243	240	0.058	0.129	37.14	16.9	147.8
ТП102-131-108	519.03	229.45	240	0.058	0.129	29.86	13.59	118.8
ТП102-112-114	348.48	145.2	185	0.059	0.167	12.79	4.56	50.91
ТП102-111-113-115	522.72	217.8	240	0.058	0.129	44.73	20.35	178
ТП103-47	105.8	26.45	70	0.061	0.443	2.634	0.363	10.48
ТП103-181-110	446.65	191.72	185	0.059	0.167	31.56	11.26	125.6
ТП103-75-109	285.37	124.694	150	0.059	0.203	15.01	4.41	59.74
ТП104-153-152	567.16	250.77	240	0.058	0.129	44.65	20.32	117.7
ТП104-155-154	443.4	194.57	240	0.058	0.129	25.33	11.53	100.8
ТП104-76	215.4	176.9	150	0.059	0.203	7.88	2.31	31.38
ТП201-134-132	519.03	229.45	240	0.058	0.129	23.37	10.63	92.99
ТП201-133-135	589.5	263.3	240	0.058	0.129	69.23	31.5	107.5
ТП201-48-76	278.12	167.97	185	0.059	0.167	16.86	6.01	67
ТП202-141-140	589.5	263.3	240	0.058	0.129	41	18.66	123
ТП202-74-142	356.38	182.096	185	0.059	0.167	10.7	3.81	42.58
ТП202-77-143	423.99	237.79	240	0.058	0.129	16.58	7.54	65.96
ТП203-129-151-180	769.1	336.04	240	0.058	0.129	89.17	40.58	154.8
ТП203-127-126-125	522.72	217.8	240	0.058	0.129	53.78	24.47	114
ТП203-73-128	356.38	182.096	185	0.059	0.167	107.8	7.71	167.8

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2}; \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2}, \quad (30)$$

где  $P_{P.Л.}, Q_{P.Л.}$  - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

$x, r$  - реактивное и активное сопротивления трансформатора, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Результаты потерь мощности сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$ , кВт	$Q_{P.ТП}$ , квар	$S_T$ , КВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар
ТП88	791.64	277.074	630	12.74	37.68
ТП90	985.325	344.864	1000	42.71	80.36
ТП92	994.5	348.075	1000	42.33	79.66
ТП93	724.056	253.42	630	0.63	8.25
ТП94	1072.45	375.267	1000	3.07	26.03
ТП101	1775.56	621.159	1600	13.95	98.45
ТП102	1391.65	486.581	1250	6.99	30.42
ТП103	837.82	293.237	1000	1.87	15.89
ТП104	1226.45	429.086	1000	4.02	43.03
ТП201	1387.78	485.327	1250	6.95	50.11

## 6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от ЦРП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела, а также лучевые схемы. В данном проекте я использую лучевую схему

### 6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 13.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P ; \quad (31)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{неск.ТП} + \Delta Q . \quad (32)$$

Произведем расчет для ТП88

$$P_{ТП.ВН} = 791.64 + 12.74 = 804.38 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 277.074 + 39.71 = 316.784 \text{ квар.}$$

Результаты расчета для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$ , кВт	$Q_{\text{неск.ТП}}$ , квар	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар
ТП88	791.64	277.074	12.08	37.76	804.38	316.784
ТП90	985.325	344.864	53.84	101.3	1128	472.224
ТП92	994.5	348.075	54.73	103	1137	475.735
ТП93	724.056	253.42	0.28	0.215	724.686	261.67
ТП94	1072.45	375.267	3.07	26.03	1075	401.297
ТП101	1775.56	621.159	13.95	98.45	1789	719.609
ТП102	1391.65	486.581	6.99	30.42	1397	517
ТП103	837.82	293.237	1.87	15.89	839.69	309.127
ТП104	1226.45	429.086	4.02	43.03	1231	472.116
ТП201	1387.78	485.327	6.95	50.11	1394	528.354
ТП202	1371.21	479.454	6.78	48.9	1377	528.354
ТП203	1648.39	576.87	9.82	70.79	1658	647.66

## 6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (33)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (34)$$

где  $k_y$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.10} = 0.7 \cdot (804.38 + 1028 + 1037 + 724.686) = 2516.34 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0.7 \cdot (316.784 + 425.224 + 427.735 + 261.67) = 1002.63 \text{ квар};$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{3639.71^2 + 1501.1^2} = 3937 \text{ кВА}.$$

### 6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для сетей систем электроснабжения города требования условия выбора и выполнения их, такие же как условия выбора и требования для схем электрических систем. Особенности требований и условий заключается в выборе как можно более простой и актуальной схемы с минимально возможным количеством электрооборудования и сооружением специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В проекте будет использовать лучевая схем электроснабжения города.

#### 6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.Л.}^2}{2} + \frac{Q_{P.Л.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (35)$$

где  $U_H$  - напряжение сети, кВ; 10 кВ;

$Q_{P.Л.}$  и  $P_{P.Л.}$  - активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом участке линии, квар, кВт.

Далее максимальный ток проверяем по приросту нагрузок с учетом 5 лет

$$I_{p.\max} = \alpha_i \alpha_T I_{\max}. \quad (36)$$

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (37)$$

где  $I_{\text{дл.доп}}$  – длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии выбираем по справочнику [4], А;

$K_1$  – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

$K_2$  – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,9 по справочнику [4];

$K_3$  – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [4].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

Проведем расчет для линии ЦРП95-ТП88-ТП90 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии

$$I_{P..L.max} = \frac{\sqrt{\frac{915.302^2}{2} + \frac{420.329^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 58.121 \text{ А};$$

$$I_{P.max} = 1.05 \times 1.1 \times 58.121 = 67.124$$

$$156 \geq \frac{67.124}{0.9 \cdot 1.1},$$

По получившимся данным выбираем АПвПуг сечением 70 мм<sup>2</sup>.

Теперь необходимо проверить этот кабель на тяжелый послеаварийный режим, для этого возьмем самый большой ток и по нему проверим на нагрев в длительном режиме.

$$I_{n/ав. max} = \frac{\sqrt{(1317)^2 + (608,453)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83.768 \text{ А},$$

$$I_{p.n/ав. max} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 83.768 = 96.75 \text{ А},$$

$$156 \geq \frac{0,9 \cdot 96.75}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,9}.$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{96,75 \cdot 0,672 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,53 \cdot 0,908 + 0,064 \cdot 0,418) \cdot 100\% = 0.004\% .$$

При проверке мы видим что условие:  $\Delta U < 10\%$  -соблюдается. Это означает что сечение проводника выбрано верно.

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I <sub>расч</sub> А	I <sub>пав</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
РП-ТП88-ТП90- ТП92	837	68.036	114.9	156	95	АПвПуг 3x96/16
РП-ТП94-ТП93	710	49.671	92.897	233	70	АПвПуг 3x70/16
РП-ТП103-ТП104- ТП203-ТП202	630	82.382	150.85	265	120	АПвПуг 3x120/16
РП-ТП102-ТП101- ТП201	890	97.813	175.82	156	70	АПвПуг 3x70/16

## 6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
РП-ТП88	2x250	2771.465	970.013	5.09	0.94
ТП88-ТП90	2x300	1979.825	692.939	3.48	0.63
ТП90-ТП92	2x287	994.5	348.08	0.84	0.16
РП-ТП94	2x350	1796.506	628.687	3.17	0.14
ТП94-ТП93	2x360	1072.5	375.27	0.55	0.08
РП-ТП103	2x230	5231.48	1830.063	9.67	2.25
ТП103-ТП104	2x195	3455.92	1208.904	5.79	1.35
ТП104-ТП203	2x178	2064.27	722.323	2.66	0.62
ТП203-ТП202	2x350	1226.5	429.09	1.1	0.27
РП-ТП102	2x235	4407.38	1541.651	9.89	1.83
ТП102-ТП101	2x290	3019.6	1056.324	5.97	1.10
ТП101-ТП201	2x365	1648.4	576.87	1.46	0.27

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i; \quad (38)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i; \quad (39)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (5.09 + 3.48 + 0.84 + 3.17 + 0.55 + 9.67 + 5.79 + 2.66 + 1.1 + 9.89 + 5.97 + 1.46) = 49.67 \quad \text{кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0.94 + 0.63 + 0.16 + 0.14 + 0.08 + 2.25 + 1.35 + 0.62 + 0.27 + 1.83 + 1.10 + 0.27) = 9.64 \quad \text{кВар.}$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{PII.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}; \quad (40)$$

$$Q_{PII.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma};$$

(41)

$$P_{PII.10} = 3496 + 6.12 = 3502.12 \text{ кВт};$$

$$Q_{PII.10} = 1561 + 0.85 = 1561.85 \text{ кВар.}$$

## 7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

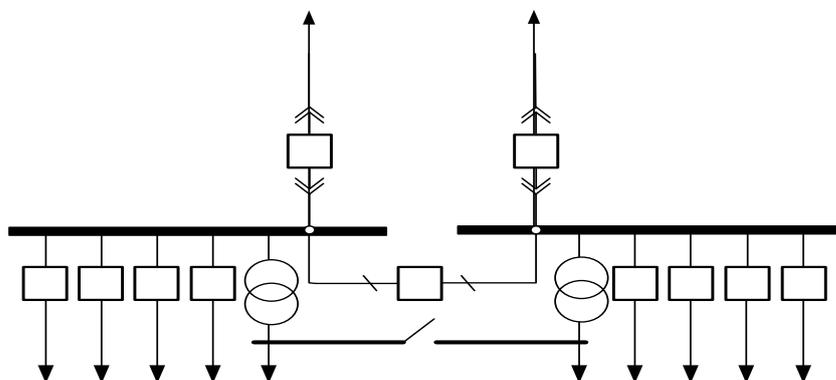


Рисунок 5 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

В высоковольтной сети на высокой стороне токи КЗ определяют в следующих точках: на шинах ЦРП, на шинах напряжения самой удаленной ТП, а также на шинах расчетной ТП. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального.

Теперь определим ток двухфазного КЗ

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (42)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (43)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (44)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (45)$$

А трехфазное короткое замыкание определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (46)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (47)$$

Теперь на примере я рассчитаю КЗ

На рисунке 6, 7, 8, 9 я указал схему для расчёта

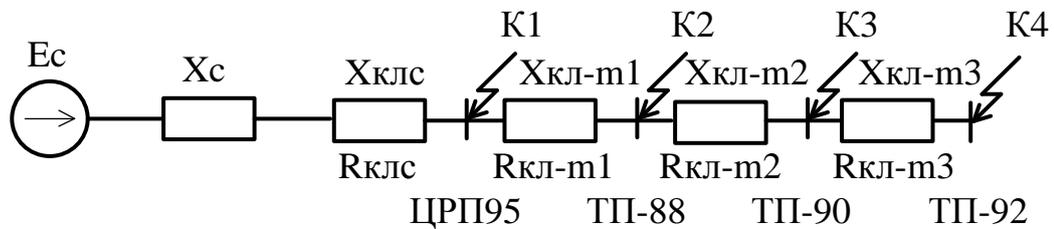


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на ЦРП95-ТП92 10 кВ

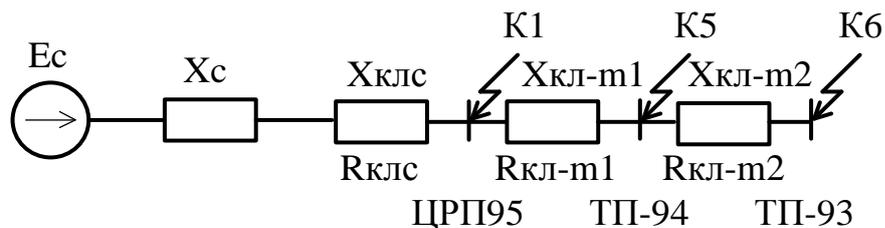


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ на ЦРП95-ТП93 10 кВ

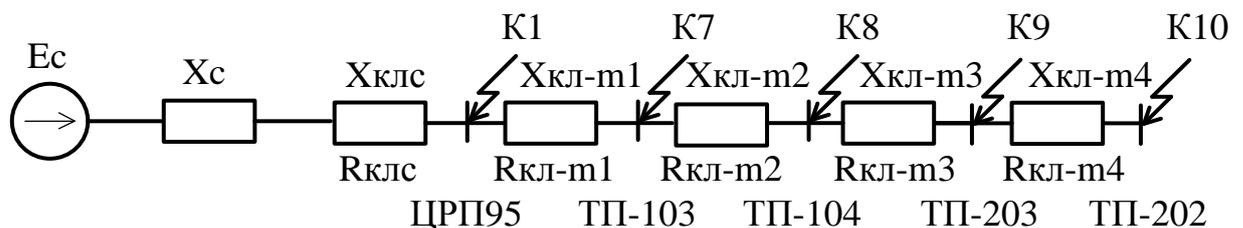


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ на ЦРП95-ТП202 10 кВ

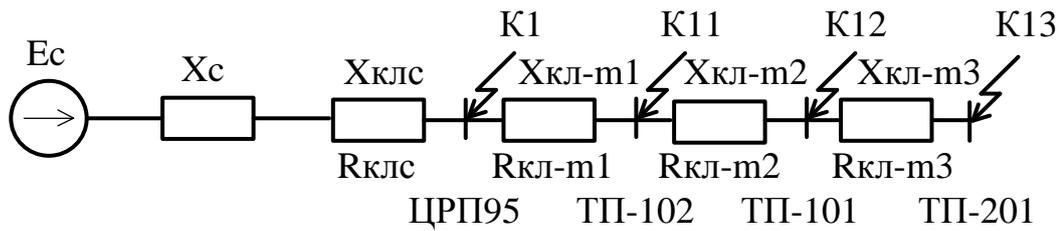


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета токов КЗ на ЦРП95-ТП201 10 кВ

В работе я укажу пример расчета точки К1, эта точка расположена на шинах распределительного пункта.

ЦРП95:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,08} = 0,856 \text{ Ом},$$

$$X_{L1} = 0,856 + 0,095 = 0,951$$

$$Z = \sqrt{(0,095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом},$$

$$I_K^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,269} = 4,777 \text{ кА},$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,777 = 4,137 \text{ кА}.$$

$$T_{a1} = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0,0036$$

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0036}} = 1.062$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1.062 \cdot 4.777 = 7.18 \text{ кА.}$$

Для остальных точек я привел расчет в приложение А.

В таблице 16 сведены расчеты остальных точек КЗ.

Таблица 16 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	4.777	4.137	0.0036	1.062	7.178
К2	4.54	3.932	0.00334	1.05	6.742
К3	4.278	3.705	0.00307	1.039	6.284
К4	4.049	3.506	0.00287	1.031	5.901
К5	4.345	3.763	0.0031	1.04	6.39
К6	3.978	3.445	0.00274	1.026	5.773
К7	4.636	4.015	0.00345	1.055	6.919
К8	4.376	3.79	0.0032	1.044	6.462
К9	4.137	3.583	0.00297	1.035	6.053
К10	3.864	3.347	0.00273	1.026	5.607
К11	4.622	4.003	0.00344	1.055	6.896
К12	4.45	3.854	0.00327	1.047	6.59
К13	4.249	3.68	0.00307	1.039	6.242

## 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. В таких расчетах основное напряжение следует принять равным 1,05 от номинального [2].

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

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (48)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (49)$$

где  $z_0$  - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OI} + r_{HI})^2 + (x_{III} + x_{OI} + x_{HI})^2}. \quad (50)$$

где  $r_{III}$ ,  $x_{III}$  - активное и реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом;

$r_{OI}$ ,  $x_{OI}$  - активное и реактивное сопротивление обратной последовательности, (для линий и трансформаторов принимается равное прямой) Ом;

$r_{HI}$ ,  $x_{HI}$  - активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом;

Произведем расчет для ТП88, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 10.

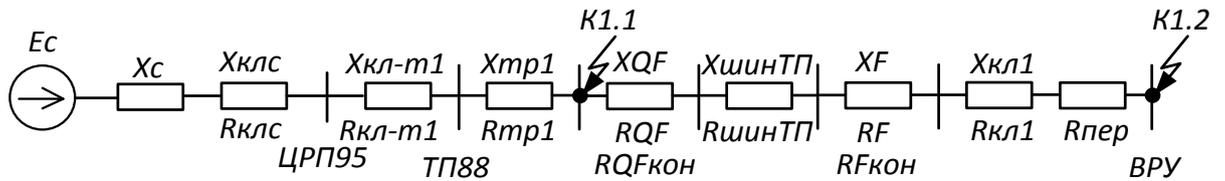


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1.0 и К1.1:

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{\left( \begin{matrix} (x_c + x_{кЛс-црп} + \\ x_{кЛцрп-тп88} + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \end{matrix} \right)^2 + \left( (r_{кЛс-црп} + r_{кЛцрп-тп88} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2}, \quad (51)$$

$$z_{к1}^{(3)} = 0.053 \text{ мОм},$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.053} = 11.65 \text{ кА},$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = \sqrt{\left( \begin{matrix} (x_c + x_{кЛс-црп} + x_{кЛцрп-тп88} \\ + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{тп-88} \end{matrix} \right)^2 + \left( (r_{кЛс-црп} + r_{кЛцрп-тп88} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{тп-88} \right)^2}, \quad (52)$$

Где  $x_{тп-1} = x_{тпф} + x_{шинкп} + x_{кЛф} + x_{кЛтп-1}$

$$r_{тп-1} = r_{тпф} + r_{тпф.кон} + r_{шинкп} + r_{кЛф} + r_{кЛф.кон} + r_{кЛтп-1} + r_{пер}$$

$$z_{к1.1}^{(3)} = 0.46 \text{ мОм},$$

$$I_{к17.1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.46} = 0.5 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_{k.min}^{(1)}$ , кА
К1.0	Шины 0.4	12.766	11.694
К1.1	ВРУ	0.676	1.18
К1.2	ВРУ	0.506	1.18
К2.0	Шины 0.4	9.067	12.47
К2.3	ВРУ	1.166	1.135
К2.4	ВРУ	1.266	1.235
К2.5	ВРУ	1.41	1.367
К3.0	Шины 0.4	9.069	8.369
К3.6	ВРУ	1.167	1.135
К3.7	ВРУ	1.063	1.031
К3.8	ВРУ	1.167	1.335
К4.0	Шины 0.4	40.124	28.761
К4.9	ВРУ	0.513	0.506
К4.10	ВРУ	1.271	1.233
К4.11	ВРУ	1.071	1.043
К5.0	Шины 0.4	30.481	24.272
К5.12	ВРУ	1.264	1.227
К5.13	ВРУ	1.565	1.51
К5.14	ВРУ	1.067	1.039
К6.0	Шины 0.4	23.578	20.215
К6.15	ВРУ	1.551	1.498
К6.16	ВРУ	1.551	1.498
К6.17	ВРУ	1.551	1.498
К7.0	Шины 0.4	39.119	27.367
К7.18	ВРУ	1.573	1.517
К7.19	ВРУ	1.268	1.23

Продолжение таблицы 17

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_{k.min}^{(1)}$ , кА
К7.20	ВРУ	1.573	1.517
К8.0	Шины 0.4	30.727	24.489
К8.21	ВРУ	0.512	0.505
К8.22	ВРУ	1.266	1.228
К8.23	ВРУ	1.067	1.04
К9.0	Шины 0.4	30.598	24.393
К9.24	ВРУ	1.566	1.511
К9.25	ВРУ	1.586	1.531
К9.26	ВРУ	1.067	1.039
К10.0	Шины 0.4	27.335	22.494
К10.27	ВРУ	1.559	1.505
К10.28	ВРУ	1.560	1.511
К10.29	ВРУ	1.261	1.224
К11.0	Шины 0.4	27.297	22.464
К11.30	ВРУ	1.499	1.445
К11.31	ВРУ	1.261	1.224
К11.32	ВРУ	1.611	1.555
К12.0	Шины 0.4	27.246	22.422
К12.33	ВРУ	1.559	1.505
К12.34	ВРУ	1.584	1.534
К12.35	ВРУ	0.258	0.256

## 9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы проверить кабель на термическую стойкость, по условию термической стойкости мы находим минимальное сечение кабеля, следовательно оно должно быть меньше чем сечение для выбранного кабеля [1].

Определяем тепловой импульс по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (53)$$

где  $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$ ;

где  $t_{рз}$  - время действия релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$  - время отключения выключателя, с;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (54)$$

$$T_a = 0.1 \text{ с.}$$

Также необходимо определить минимальное сечение кабеля, его мы определяем по условию термической стойкости, которую определим по следующей формуле:

$$S_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m}, \quad (55)$$

где  $C_m$  - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для алюминиевых кабелей  $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ ).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП – ТП23Б.

$$B_{\kappa} = 4,777 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{2,77 \cdot 10^3}}{90} = 0,58 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $10 \text{ мм}^2 > 0,58 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $0,58 \text{ мм}^2$ .

## 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 10. Отклонение напряжения не должно превышать  $\pm 10\%$  в нормальном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	$I_{ПА}$ , А	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	L, км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %
РП-ТП88	114.901	0.326	0.06	2x250	5.09	0.363
ТП88-ТП90	81.456	0.326	0.06	2x300	3.48	0.214
ТП90-ТП92	37.789	0.326	0.06	2x287	0.84	0.124
РП-ТП94	92.897	0,443	0.061	2x350	3.17	2.87
ТП94-ТП93	45.654	0,443	0.061	2x360	0.55	2.03
РП-ТП103	150.849	0.258	0.06	2x230	9.67	2.67
ТП103-ТП104	115.44	0.258	0.06	2x195	5.79	2.16
ТП104-ТП203	78.943	0.258	0.06	2x178	2.66	1.54
ТП203-ТП202	45.764	0.258	0.06	2x350	1.1	1.02
РП-ТП102	175.82	0.326	0.06	2x235	9.89	2.83
ТП102-ТП101	127.646	0.326	0.06	2x290	5.97	1.99
ТП101-ТП201	89.546	0.326	0.06	2x365	1.46	1.23

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

## 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 РП.

### 11.1 Выбор и проверка выключателей

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.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 11.

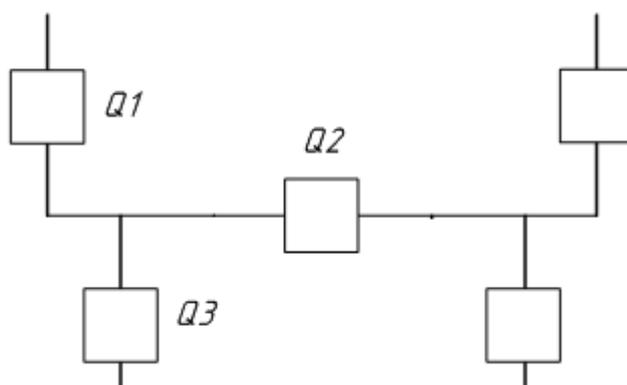


Рисунок 11 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, остальные выключателя вбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q3 на РП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{8745^2 + 3840^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 609,23 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (56)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} , \quad (57)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} , \quad (58)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] , \quad (59)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,57$  с.

$$B_k = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 14,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (60)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в}.$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (61)$$

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

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (62)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 609,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

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;
- по термической стойкости[1];
- по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (58)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – 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  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (63)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

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 20.  
Таблица 20 – 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:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (64)$$

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:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (65)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность приборов;

$$r_{\text{проб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (66)$$

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

$S_{\text{min}}$  - минимальное сечение проводов.

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

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

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

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (60):

$$B_{\text{к}} = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 387,62 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Hp} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$I_{уд} = 14,71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

### 11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах 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) устанавливают трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ 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 [1]:

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

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 22 - 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	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

#### 11.4 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Трансформаторы 10/0,4 в сельских и городских распределительных электрических сетях, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (68)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя, А.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (69)$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций.

Рассчитываем ток для линии 1 на стороне 0,4 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{496.89^2}{2} + \frac{206.92^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 399,895 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400 [4].

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 34,589 \text{ А.}$$

Для ТП88 я выбираю плавкую вставку с номинальным током 40 А.

В этом случае выбираем предохранитель марки НПН-60 [4].

Выбор предохранителей на сторонах 0,4 кВ и 10 кВ представлен в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}, \text{ А}$	$I_{пл.вст}, \text{ А}$	Марка предохранителя
ТП88-9-29	279.546	300	ПН2-400
ТП88-10	7.93	10	НПН-60
ТП90-43.1-43.2	275.162	300	ПН2-400
ТП90-17-108	168.498	200	ПН2-250
ТП90-16-68	233.589	250	ПН2-250
ТП92-24-46	300.103	400	ПН2-400
ТП92-55-57	170.338	200	ПН2-250
ТП92-25-107	3.597	6	НПН-60
ТП93-65-69	104.823	120	ПН2-250
ТП93-60-56	6.786	10	НПН-60
ТП93-61-62-63	667.21	700	ПН2-800

Участок сети	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП94-72-172	245.272	250	ПН2-250
ТП94-175-174	451.725	500	ПН2-500
ТП94-171	185.873	200	ПН2-200
ТП101-102-107	427.202	450	ПН2-450
ТП101-103-101	570.568	600	ПН2-600
ТП101-104-105-130	472.649	500	ПН2-500
ТП102-131-108	431.102	450	ПН2-450
ТП102-112-114	286.791	300	ПН2-300
ТП102-111-113-115	430.187	450	ПН2-450
ТП103-47	82.847	100	ПН2-100
ТП103-181-110	369.245	400	ПН2-400
ТП103-75-109	236.58	250	ПН2-250
ТП104-153-152	471.092	500	ПН2-500
ТП104-155-154	367.842	400	ПН2-400
ТП104-76	211.744	250	ПН2-250
ТП201-134-132	431.102	400	ПН2-400
ТП201-133-135	490.466	500	ПН2-500
ТП201-48-76	246.823	250	ПН2-250
ТП202-141-140	490.466	500	ПН2-500
ТП202-74-142	304.026	350	ПН2-350
ТП202-77-143	369.291	400	ПН2-400
ТП203-129-151-180	637.598	800	ПН2-800
ТП203-127-126-125	430.187	450	ПН2-450
ТП203-73-128	304.026	350	ПН2-350

Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 25 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
ТП88	34.589	40	НПН-60
ТП90	43.051	55	НПН-60
ТП92	43.452	55	НПН-60
ТП93	31.636	40	НПН-60
ТП94	46.846	60	НПН-60
ТП101	77.542	80	НПН-80
ТП102	59.742	60	НПН-60
ТП103	36.606	40	НПН-60
ТП104	53.565	55	НПН-60
ТП201	58.586	60	НПН-60
ТП202	59.853	60	НПН-60
ТП203	72.014	80	НПН-80

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 [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон}, \quad (70)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}, \quad (71)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (72)$$

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

### 11.5 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [4]:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (73)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{\text{ном. расч}}$ , А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП88	598.94	34.589	40	ВА52-39
ТП90	848.833	43.051	55	ВА53-43
ТП92	855.777	43.452	55	ВА53-43
ТП93	547.945	34.589	40	ВА52-39
ТП94	811.404	31.636	40	ВА52-39
ТП101	1343	46.846	50	ВА52-39
ТП102	486.581	77.542	80	ВА54-59
ТП103	634.039	59.742	60	ВА53-43
ТП104	927.772	36.606	40	ВА52-39

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

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

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

#### 12.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

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

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (74)$$

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

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

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 3,37 = 3,54 \text{ кА}.$$

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

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (75)$$

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

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

Покажем расчёт установок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП6-ТП15.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (76)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (77)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,31 \text{ кА},$$

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрана верно.

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

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{ max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (78)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{4,88}{3,54} = 1,4 \geq 1,2$$

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

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$ , кА	$I_{бр.нам}$ , кА	$I_{к\text{ max}}^{(2)}$ , кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП-ТП88	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80	35
РП-ТП94	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22	35
РП-ТП103	4.61	4.85	0.41	4.53	0.97	35
РП-ТП102	4.24	4.58	0.53	4.93	1.11	35

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

### 12.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты

Расчёт установок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП6-ТП5.

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

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.маx}, \quad (79)$$

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

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

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

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

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (80)$$

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

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

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (81)$$

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

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

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

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

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (82)$$

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

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

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

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

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

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (83)$$

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

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

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Амур» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}, \text{ А}$	Уставка тока, А
ЦРП-ТП88	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
ЦРП-ТП94	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.мтз.}$	$I_{пл}, А$	Уставка тока, А
ЦРП-ТП103	145,53	112,98	3,62	34,25	15	5
ЦРП-ТП102	199,96	145,88	4,23	27,9	15	5

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

### 12.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

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

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП17:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (84)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки;

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

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left( \frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (85)$$

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

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

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

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

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$ , км	$I_c$ , А	$I_{с.з.}^{O33}$ , А
ЦРП-ТП88	0,837	0,7	0,77
ЦРП-ТП92	0,71	0,6	0,66
ЦРП-ТП103	0,603	0,6	0,66
ЦРП-ТП102	0,89	0,7	0,77

По данным расчета можно пронаблюдать, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

## 12.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

### 12.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{сз.}^{TO}$ , кА
1	2	3
ПС «Восточная» - ЦРП	6,04	7,04

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

#### 12.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РПб по формуле (85):

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

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

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

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

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

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

#### 12.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (84):

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

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (85):

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} = 1,1 \cdot 3,13 = 3,44 \text{ А}.$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет ЗНЗ для ЦРП 10 кВ

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}, \text{ км}$	$I_c, \text{ А}$	$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}}, \text{ А}$
ПС «Восточная» - ЦРП	2,1	3,13	3,44

## 12.3 Релейная защита секционного выключателя

### 12.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 33

Таблица 33 – Расчет ТО для ЦРП

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

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

### 12.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РПб по формуле (99):

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

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

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

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч.МТЗ}}$	Уставка тока, А
1	2	3	4	5	6
ПС «Восточная» - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

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

## 13 РАСЧЕТ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ

### 13.1 выбор оборудования для модернизации системы энергоснабжения

#### 13.1.1 расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 13.

Произведем расчет для ТП88

$$P_{ТП.ВН} = 791.64 + 12.74 = 804.38 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 277.074 + 39.71 = 316.784 \text{ квар.}$$

Результаты расчета для остальных трансформаторных подстанций сведем в таблицу 35.

Таблица 35 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$ , кВт	$Q_{\text{неск.ТП}}$ , квар	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар
ТП88	791.64	277.074	12.08	37.76	804.38	316.784
ТП92	1979.825	692.939	108.57	204,3	2265	947.959
ТП93	1796.506	628.687	3.35	26.245	1799.686	662.967
ТП201	3163.34	1106.486	20.9	148.56	3183	1247.963
ТП102	1391.65	486.581	6.99	30.42	1397	517
ТП104	2064.27	722.323	5.89	58.92	2070.69	781.243
ТП202	3019.6	1056.324	16.6	119.69	3035	1176.014

#### 13.1.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Для примера определим максимального тока, протекающего в линии по формуле (35):

где  $U_H$  - напряжение сети, кВ; 10 кВ;

$Q_{P.л.}$  и  $P_{P.л.}$  - активная и реактивная нагрузка линии в рассматриваемом участке линии, квар, кВт.

Далее максимальный ток проверяем по приросту нагрузок с учетом 5 лет на примере формулы (36):

Далее по условию выбора проводника проверяем его на длительно допустимый ток на примере формулы (37):

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый ток для данного участка проектируемой линии выбираем по справочнику [4], А;

$K_1$  - коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

$K_2$  - допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,9 по справочнику [4];

$K_3$  - поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [4].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

Проведем расчет для линии ЦРП95-ТП88-ТП92 и найдем максимальный ток протекающий в этой линии

$$I_{P..л. max} = \frac{\sqrt{\frac{1015.302^2}{2} + \frac{640.329^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 109.121 \text{ А};$$

$$I_{P. max} = 1.05 \times 1.1 \times 58.121 = 67.124$$

$$265 \geq \frac{109.121}{0.9 \cdot 1.1},$$

По получившимся данным выбираем АПвПуг сечением 120 мм<sup>2</sup>.

Теперь необходимо проверить этот кабель на тяжелый послеаварийный режим, для этого возьмем самый большой ток и по нему проверим на нагрев в длительном режиме.

$$I_{n/ав. max} = \frac{\sqrt{(1517)^2 + (809,453)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 124.9 \text{ А},$$

$$I_{p.n/ав. max} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 124.9 = 144.26 \text{ А},$$

$$265 \geq \frac{0,9 \cdot 96.75}{0,95 \cdot 1 \cdot 0.9}.$$

Выбранный кабель прошел проверку на режим послеаварийного тока.

Теперь необходимо проверить его на разность напряжения.

$$\Delta U = \frac{96,75 \cdot 0.672 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,53 \cdot 0,908 + 0,064 \cdot 0,418) \cdot 100\% = 0.004\%.$$

При проверке мы видим что условие:  $\Delta U < 10\%$  -соблюдается. Это означает что сечение проводника выбрано верно.

Теперь оставшиеся расчеты внесем в таблицу 36.

Таблица36 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	I <sub>расч</sub> А	I <sub>пав</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
РП-ТП88-ТП92	725	107.24	124.9	265	120	АПвПуг 3х120/16
РП-ТП93	720	49.671	156.9	265	120	АПвПуг 3х120/16
РП-ТП104-ТП202	825	82.382	150.85	265	120	АПвПуг 3х120/16
РП-ТП102-ТП201	525	97.813	175.82	265	120	АПвПуг 3х120/16

### 13.1.3 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 37.

Таблица 37 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
РП-ТП88	2х250	2771.465	970.013	5.09	0.94
ТП88-ТП92	2х475	2845.83	1123.94	4.32	0.79
РП-ТП93	2х710	2850.51	1123.9	3.72	0.22
РП-ТП104	2х390	8123.48	3015.7	13.67	3.25
ТП104-ТП202	2х435	3320.27	1150.34	3.76	0.89
РП-ТП102	2х235	4407.38	1541.651	9.89	1.83
ТП102-ТП201	2х290	3019.6	1056.324	5.97	1.10

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = (5.09 + 4.32 + 3.72 + 13.67 + 3.76 + 9.89 + 1.1 + 9.89 + 5.97) = 46.42 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0.94 + 0.79 + 0.22 + 3.25 + 0.89 + 1.83 + 1.10) = 9.02 \text{ кВар}.$$

### 13.2 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 РП.

### 3.2.1 Выбор и проверка выключателей

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.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 12.

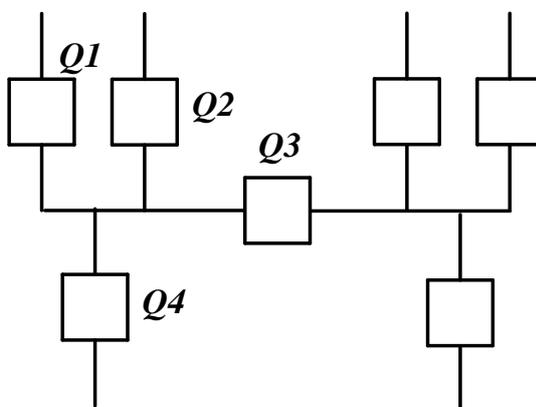


Рисунок 12 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, остальные выключателя вбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q3 на РП:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{8745^2 + 3840^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 609,23 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

- 1) По напряжению установки на примере формулы (56):
- 2) По длительному току на примере формулы (57):

3) По отключающей способности на примере формулы (58):

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя на примере формулы (59):

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,57$  с.

$$B_k = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 14,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ на примере формулы (60):

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

$$B_k \leq B_{к.в}.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим на примере формулы (61):

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА,}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет на примере формулы (62):

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 609,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\delta} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$
$B_{к.} = 14,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

По 2м классическому и умному электроснабжению произведен расчет режимов, приложение А.

По расчетам у меня 2 варианта сети, классический и инновационный.

#### 14.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2018 год ( $K_{инфл} = 6,17$ ). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций,  $K_{ПС}$ ;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП,  $K_{ВЛ}$ .

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (86)$$

Рассчитаем капиталовложения для схемы 1:

$$K = 2.101 \cdot 10^4 + 7.345 \cdot 10^3 = 2.836 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (87)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружения ПС для схемы 1:

$$K_{ПС} = 2,4 \cdot 10^3 + 1,15 \cdot 10^4 + 7,116 \cdot 10^3 = 2,101 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, тыс.руб.;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения, тыс.руб.;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, тыс.руб..

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (88)$$

Рассчитаем капиталовложения на сооружение воздушных линий схемы 1:

$$K_{ВЛ} = 5246.48 \cdot 1000 \cdot 1,4 = 7345.18 \text{ тыс.руб.}$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии, тыс.руб./км;

$l$  – длина трассы км.

Таблица 39 – Результаты расчёта капиталовложений

Схема № 1			Схема № 2		
$K_{ПС}$ , млн.руб.	$K_{ВЛ}$ , млн.руб.	$K$ , млн.руб.	$K_{ПС}$ , млн.руб.	$K_{ВЛ}$ , млн.руб.	$K$ , млн.руб.
21.28	7.34	28.62	68.62	10.65	111.70

## 14.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{ΔW}, \quad (88)$$

Рассчитаем издержки для схемы 1:

$$I = 1.418 \cdot 10^3 + 1.298 \cdot 10^3 + 3.015 \cdot 10^3 = 3018,186 \text{ тыс.руб.}$$

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

$I_{PЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$  – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (89)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт схемы 8:

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 7,34 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 21,28 \cdot 10^6 = 6.045 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (90)$$

Найдём издержки на амортизацию для схемы 8:

$$I_{AM} = \frac{2,834 \cdot 10^7}{20} = 1418 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (91)$$

Найдём издержки стоимости потерь электроэнергии для схемы 8:

$$I_{\Delta W} = 1,945 \cdot 10^3 \cdot 1,55 = 3,015 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 М·Вт·ч электроэнергии, равен 1,55 руб/М·Вт·ч.

Подробный расчет приведен в приложении А.

### **14.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети**

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, который является более надежным

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (92)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс.руб.;

$I$  – издержки, тыс.руб.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 40.

Таблица 40 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	К, тыс.руб	И, тыс.руб	З, тыс.руб/кВт*ч	Δ, %
1	28.62	3018.001	3020.836	1.22
2	68.62	3026.619	3058.080	

Сравним оба варианта [6]:

$$\delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100 \%, \quad (93)$$

$$\delta = \frac{(3026.619 - 3018.001)}{3026.619} \cdot 100 \% = 1.22 \%$$

#### 14.4 Вывод

Как мы видим, умные сети стоят намного дороже, классического варианта. Благодаря устройству Sitec210 (стоимость которого на 1 подстанцию составляет 5 млн. рублей), всего установлено 8 штук. Но тем не менее, схема становится намного надежнее, простой классической схемы, появляется дополнительное резервирование.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные города постоянно уравнивают необходимость предоставления ценных услуг своим общинам, и в то же время сталкиваются с необходимостью снижения затрат на эксплуатацию и обслуживание своей инфраструктуры. Будущее «умного города» явно связано с экономически расширяемой сетью на базе сообщества. Эти сети имеют решающее значение для расширения решений в области безопасности и защиты, позволяя другим общественным службам, а также использовать существующую инфраструктуру для поддержки инициатив по повышению энергоэффективности.

В своем ВКР я рассмотрел и построил на примере интеллектуальную сеть электроснабжения на примере микрорайона Звездный, рассмотрел современные инновации в контроле энергетики города.

Цель умного города - использовать цифровую связь и технологии для оптимизации использования таких ресурсов, как энергия, вода, дороги и инфраструктура, а также для улучшения управления, транспорта, здравоохранения и управления отходами. «С точки зрения энергетики умный город сможет оптимизировать потребление электроэнергии в городе, записывая данные в реальном времени, относящиеся к различным жилым, коммерческим и промышленным пространствам. Умный город оснащен интеллектуальными сетками, которые облегчают этот сбор и передачу данных, связанных с электричеством, по всему городу, без каких-либо хлопот и даже не требуют ручного труд

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
2. Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
3. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
4. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», – 2010. – 320 с.
7. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
8. Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
9. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
10. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.

11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98: 1998, – 86 с.
12. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. -106 с.
13. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.
14. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
15. Atkinson, 1989. Atkinson, M. The Object-Oriented Database System Manifesto / Atkinson M., Bancilhon F., DeWitt D., Dittrich K., Maier D., Zdonic S. // Proc. 1st DOOD, Kyoto 1989.
16. CODASYL, 1976. CODASYL Systems Committee, Feature Analysis of Generalized Data Base Management Systems // New York: ASM, Mar., 1976.
17. Codd, 1970. Codd, E. F. A Relation Model of Data for Large Shared Data Banks / Codd E. F. // Comm. ACM 13, no. 6, ACM, New York, London, Amsterdam, June 1970. С. 377-387.
18. Codd, 1974. Codd E. F. Recent Investigation in Relation Data-Base Systems / Codd E. F. // Information Processing'74, North-Holland, Amsterdam, 1974.
19. Dmitriev2, 2012. Dmitriev, S. A. Evaluation model for urban power supply systems / S.A. Dmitriev, S.E. Kokin, A.I. Khalyasmaa // Advanced Materials Research. 2012. 468-471. P. 1642-1648.
20. Egorov, 2009. Egorov, A. O. Solution of Energy Flow Problem Using
21. State Estimation Technique / A.O. Egorov, S.E. Kokin, E.S. Kochneva, A.V.th
22. Pazderin //35 Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Porto, November 2-5. 2009. Portugal.: IEEE, 2009. P. 1750-1755.
23. General Information Manual, 1974. Information Management System Virtual Storage (IMS/VS), General Information Manual GH20-1260, IBM, White Plains, New York, 1974.

24. Goldberg, 1989. Goldberg, D. E. Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning / D.E. Goldberg // Reading, MA: Addison-Wesley, 1989.

25. Holland, 1975. Holland, J.H. Adaptation in Natural and Artificial Systems // Ann Arbor: The University of Michigan Press, 1975.

26. Khwaja, 2003. Khwaja, R. H. The Effect Of High Temperature On Partial Discharges In Oil-impregnated Insulation / R. H. Khwaja ec. Al // School of Electrical Engineering and Telecommunications & The University of New South Wales, Australia.

27. Kokin, 2008. Kokin, S. E. Polygon Scheme with a Replacement Switch // Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference. Nangin: IEEE, 2008. P. 840846.