

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами  
Братьев Кашириных, Молодогвардейцев, Университетская Набережная,  
Наркома Малышева

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель проекта  
Старший преподаватель

\_\_\_\_\_ А.В. Хлопова  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по экономике  
д.э.н., профессор

\_\_\_\_\_ А.А. Алабугин  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-575

\_\_\_\_\_ К.В. Бердник  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер  
Старший преподаватель

\_\_\_\_\_ А.В. Хлопова  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.







## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

| Наименование этапов<br>выпускной квалификационной<br>работы  | Срок выполнения<br>этапов работы | Отметка<br>руководителя<br>о выполнении |
|--|----------------------------------|---|
| 1 Введение   |                                  |   |
| 2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий  | 07.02.19                         |   |
| 3 Краткое описание объекта электроснабжения  | 14.02.19                         |   |
| 4 Расчет электрических нагрузок  | 17.02.19                         |   |
| 5 Выбор и обоснование единичной мощности трансформаторов городских ТП. Целесообразность установки РП | 24.02.19                         |   |
| 6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения микрорайона. Расчет питающих линий  | 28.02.19                         |   |
| 7 Технико-экономическое обоснование схем питания городских ТП  | 07.03.19                         |   |
| 8 Расчет токов короткого замыкания   | 11.03.19                         |   |
| 9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения                                       | 24.03.19                         |   |
| 10 Компенсация реактивной мощности   | 27.03.19                         |   |
| 11 Релейная защита и автоматика  | 14.04.19                         |   |
| 12 Вопросы охраны труда и техники безопасности   | 19.04.19                         |   |
| 13 Экономическая часть   | 23.04.19                         |   |
| 14 Библиографический список  | 12.05.19                         |   |
| 15 Графическая часть:  | 17.05.19                         |   |

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

А.В. Хлопова

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

К.В. Бердник

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Бердник К.В. Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами Братьев Кашириных, Молодогвардейцев, Университетская Набережная, Наркома Малышева– Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2019.– 98 с., 24 илл., 34 табл. библиогр. список – 30 наим., 7 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен учебный проект системы электроснабжения жилого микрорайона г. Челябинска.

В проекте рассмотрены основные этапы проектирования микрорайона, такие как: расчет нагрузок жилых домов и общественных организаций, выбор комплектных трансформаторных подстанций, анализ и выбор наиболее экономически выгодной схемы электропитания, расчет распределительной сети 0,4 и 10 кВ, расчет токов короткого замыкания и на их основе выбор оборудования.

В разделе релейной защиты была рассмотрена организация защиты трансформаторной подстанции и сформирована карта уставок.

В разделе безопасность жизнедеятельности были рассмотрены вопросы заземления и молниезащиты электроустановок

В экономической части проекта было проанализировано два варианта электроснабжения микрорайона по теории SWOT-анализа, были построены: поля сил, дерево целей и план графика Ганта.

В графической части проекта представлены: генеральный план микрорайона, однолинейная схема и схемы внутримдомового вводного устройства, конструктивный план блочной трансформаторной подстанции БКТП2. Также представлены демонстративные плакаты по релейной защите, безопасности жизнедеятельности и экономической части проекта.

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

| Изм       | Лист         | № документа | Подпись | Дата |   |  |  |
|-----------|--------------|-------------|---------|------|---|--|--|
| Разраб.   | Бердник      |             |         |      | Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами Братьев Кашириных, Молодогвардейцев, Университетская Набережная, Наркома Малышева |  |  |
| Пров.     | Хлопова      |             |         |      |   |  |  |
| Н. контр. | Хлопова      |             |         |      | Лит.      Лист      Листов<br>В   К   Р      3      94  |  |  |
| УТВ.      | Кирпичникова |             |         |      |   |  |  |
|           |              |             |         |      | ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)»<br>Кафедра «ЭССиСЭ»  |  |  |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА .....                                 | 7  |
| ВВЕДЕНИЕ.....   | 8  |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....                   | 9  |
| 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА                                |    |
| 2.1 Выбор типа трансформаторов.....                               | 11 |
| 2.2 Определение мощности многоквартирных домов.....               | 11 |
| 2.3 Определение лифтовой и насосной нагрузки.....                 | 12 |
| 2.4 Расчет нагрузки общественных организаций .....                | 14 |
| 2.5 Определение расчетной нагрузки освещения.....                 | 16 |
| Вывод по разделу 2.....   | 18 |
| 3 РАСПОЛОЖЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....                   | 22 |
| Вывод по разделу 3.....   | 24 |
| 4 ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛТРОСНАБЕНИЯ .....                                 | 25 |
| 4.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения.....                   | 25 |
| 4.2 Расчет кабельных линий 10 кВ .....                            | 29 |
| 4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....               | 33 |
| 4.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ .....                    | 36 |
| Вывод по разделу 4 .....  | 38 |
| 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....                          | 40 |
| Вывод по разделу 5.....   | 45 |
| 6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО<br>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ |    |
| 6.1 Выбор оборудования РТП.....                                   | 47 |
| 6.1.1 Выбор высоковольтных камер .....                            | 47 |
| 6.1.2 Выбор высоковольтных выключателей .....                     | 48 |
| 6.1.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках<br>КСО.....            | 49 |
| 6.1.4 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности.....  | 51 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 6.1.5 | Выбор трансформаторов напряжения.....   | 51 |
| 6.2   | Выбор разъединителей .....  | 53 |
| 6.3   | Выбор выключателей нагрузки .....   | 52 |
| 6.4   | Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....  | 54 |
| 6.5   | Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....  | 56 |
| 6.6   | Выбор ВРУ.....  | 56 |
| 6.7   | Выбор автоматических выключателей отходящих присоединений.....  | 58 |
|       | Вывод по разделу 6.....   | 58 |
| 7     | КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....  | 59 |
| 8     | ЗАЩИТА КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ И СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-1000/0,4   |    |
| 8.1   | Расчет выключателя QF4, кабельной линии КЛ 0,4 кВ.....  | 59 |
| 8.2   | Расчет защиты сборных шин.....  | 61 |
| 8.3   | Расчет трансформатора на стороне 0.4 кВ.....  | 64 |
| 8.4   | Релейная защита трансформатора .....  | 65 |
| 8.4.1 | Защита от перегрузки по току.....   | 66 |
| 8.4.2 | Селективная токовая отсечка.....  | 67 |
| 8.4.3 | Максимальная токовая защита (МТЗ).....  | 68 |
| 8.4.4 | Защита от перегрева.....  | 69 |
| 8.5   | Релейная защита кабельной линии, питающей БКТП.....   | 70 |
| 8.5.1 | Максимальная токовая защита кабельной линии.....  | 70 |
| 8.5.2 | Селективная токовая отсечка кабельной линии.....  | 71 |
| 8.5.3 | Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).....  | 72 |
|       | Вывод по разделу 8.....   | 73 |
| 9     | ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ.....  | 74 |
| 9.1   | Описание проектируемого объекта, как источника опасности для людей и окружающей среды.....  | 74 |
| 9.2   | Обеспечение охраны оруающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации.....  | 76 |
| 9.3   | Требования безопасности к устройству электроустановок (объектов системы электроснабжения), мероприятиям и выбору защитных мер по электробезопасности..... | 77 |
| 9.4   | Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок  | 83 |
| 9.5   | Требования к  | 85 |

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 5    |



|    |   |          |
|----|---|----------|
|    | освещению.....  |          |
|    | 9.6 Молниезащита и защита от волн перенапряжения..... | 86       |
|    | 9.6 Пожаробезопасность в БКТП.....                    | 85       |
|    | 9.7 Пылезащита и вентиляция в БКТП.....               | 86       |
|    | Выводы по разделу                                     | 9 87     |
| 10 | .....<br>Экономическая                                | часть 88 |
|    | 10.1 SWOT-анализ .....                                | 88       |
|    | 10.2 Поле сил успеха проекта                          | 89       |
|    | 10.3 План-график Ганта по реализации целей.....       | 90       |
|    | 10.4 Дерево целей проекта.....                        | 91       |
|    | Выводы по разделу 10.....                             | 92       |
|    | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                      | 93       |
|    | БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....                        | 94       |

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Объекты электроснабжения – жилые дома, общественные здания и сооружения.

2 Основные потребители электроэнергии – наружное и внутреннее освещение, бытовые электроплиты, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.

3 Полная расчетная мощность электроприемников жилых и общественных зданий: 7,4 МВ·А.

4 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – I, II.

К потребителям I категории относятся:

– противопожарные устройства (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре),

– лифты,

– аварийное освещение,

– огни светового ограждения

К потребителям II категории относятся:

– жилые дома с электроплитами (кроме 1-8-квартирных домов)

5 Напряжение внутреннего электроснабжения микрорайона 10 кВ.

6 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 1000 кВ·А.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме 250 МВА;

8 Расстояние от ПС «Паклинская» до РП-10 кВ 1,6 м;

9 РП-10 кВ укомплектовано камерами КСО-203, РУ-0,4 кВ укомплектовано щитами типа РШНН;

10 Тип и сечение кабельных линий: ААШв-10 с сечением 70, 150, 300 мм<sup>2</sup>.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 7    |

## ВВЕДЕНИЕ

Города являются одними из крупных потребителей электрической энергии, так как в них проживает более 70 % населения страны и располагается большое количество различных промышленных предприятий. Происходит постоянный активный рост электропотребления. Бытовые нужды населения требуют строительства более развитой и комфортной инфраструктуры и, соответственно, этим тенденциям не должны уступать и технологии в электроснабжении. Городские распределительные сети, в настоящее время, передают до 40 % вырабатываемой в стране электрической энергии. По районам, в состав которых входят жилые, административные здания, социальные и спортивные объекты, мелкие, средние, а иногда и крупные промышленные комплексы, а также электрифицированный городской транспорт, должно осуществляться качественное, по невысокой цене, бесперебойное электроснабжение. Основные решения, связанные с новым строительством, реконструкцией, модернизацией, объектов электроснабжения должны быть оптимальными, безопасными и недорогими.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 8    |

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Исходными данными для проектирования электроснабжения микрорайона служит генеральный план микрорайона.

Источником электроснабжения для проектируемого объекта является существующая ПС «Паклинская» 110/10 кВ с двумя трансформаторами с установленной мощностью 25МВ·А, которая располагается в 400 м к уго-западу от рассматриваемого микрорайона.

Рассматриваемый район имеет общую площадь 2,95км<sup>2</sup>. На территории расположены жилые дома высотой от 10 этажей по 26. Квартиры с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт. Микрорайон застроен на 2/3 от общей площади. При обследовании микрорайона административно-офисных зданий не наблюдалось. Количественные характеристики представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Количество жилых домов по микрорайону

| п дома | Улица                      | п секций | п кв | Лифты |                      |
|--------|----------------------------|----------|------|-------|----------------------|
|        |                            |          |      | п     | Р <sub>п</sub> , кВт |
| 109    | Братьев Кашириных          | 1        | 108  | 3     | 4,5                  |
| 111    | Братьев Кашириных          | 4        | 420  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 113    | Братьев Кашириных          | 1        | 108  | 3     | 4,5                  |
| 115    | Братьев Кашириных          | 3        | 240  | 3     | 6                    |
|        |                            |          |      | 3     | 11                   |
| 117    | Братьев Кашириных          | 1        | 108  | 3     | 4,5                  |
| 119    | Братьев Кашириных          | 4        | 420  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 121    | Братьев Кашириных          | 1        | 108  | 3     | 4,5                  |
| 74     | Молодогвардейцев           | 3        | 422  | 5     | 6                    |
|        |                            |          |      | 5     | 11                   |
| 76     | Молодогвардейцев           | 4        | 426  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 44     | Университетская Набережная | 3        | 240  | 3     | 6                    |
|        |                            |          |      | 3     | 11                   |
| 46     | Университетская Набережная | 4        | 633  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 48     | Университетская Набережная | 3        | 240  | 3     | 6                    |
|        |                            |          |      | 3     | 11                   |
| 52     | Университетская Набережная | 5        | 500  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 3      | Наркома Малышева           | 4        | 426  | 4     | 6                    |
|        |                            |          |      | 4     | 11                   |
| 8      | Наркома Малышева           | 1        | 180  | 2     | 4,5                  |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

9

Таблица 1.2 – Административные здания и учреждения культурно-бытового назначения

| Название учреждения                 | Количественный показатель, М | Единицы измерения             | Р <sub>уд.пр.</sub> , кВт |
|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Школа-студия макияжа                | 6                            | кВт/место                     | 1,3                       |
| Элиза, Салон красоты                | 12                           | кВт/место                     | 1,3                       |
| Аптека от склада, Сеть аптек        | 200                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,16                      |
| Апельсинчик, Магазин продуктов      | 420                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,25                      |
| ООО Право роста, Группа предприятий | 530                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,14                      |
| Dstudio, Салон красоты              | 12                           | кВт/место                     | 1,3                       |
| Jeans queen, Магазин одежды         | 450                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,15                      |
| ROOMER, Отель                       | 50                           | кВт/место                     | 0,46                      |
| Jewitel, Аптека                     | 210                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,16                      |
| Spar Экспресс, Супермаркет          | 1200                         | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,25                      |
| Ариант, магазинов                   | 400                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,25                      |
| Loft Бюро, Салон мебели             | 800                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,16                      |
| АТОЛО, Сервисная лифтовая компания  | 200                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,14                      |
| Ром Баба, пекарня                   | 250                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,25                      |
| Диана, Сеть фабрик химчистки        | 200                          | кВт/кг вещей                  | 0,075                     |
| Наши дети, Центр детского развития  | 80                           | кВт/учащийся                  | 0,46                      |
| U.S.Barbers, парикмахерская         | 6                            | кВт/место                     | 0,15                      |
| Лето, Мини-маркет                   | 320                          | кВт/м <sup>2</sup> , торг.пл. | 0,25                      |
| Ольга, Салон красоты                | 6                            | кВт/место                     | 1,5                       |
| English, Студия английского языка   | 20                           | кВт/учащийся                  | 0,15                      |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

10

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА.

### 2.1 Выбор типа трансформаторов

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [4], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМГ[5]:

- трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки;

- Температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора;

- Контакт масла с окружающей средой полностью, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование;

- трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре  $40 \pm 20$  °С в специальной вакуум-заливочной камере при глубоком вакууме, что немного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждается в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМЗ и ТМ, кроме текущего обслуживания и систематического испытания масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее  $0,2 \text{ кгс/см}^2$ , так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

### 2.2 Определение мощности многоквартирных домов

Для того чтобы определить количество домов, подключенных к каждой трансформаторной подстанции определим активную и реактивную мощность, потребляемых приемников:

$$P_{кв. \Sigma n} = P_{кв. уд.} \cdot n, \text{ кВт.} \quad (2.1)$$

где  $P_{кв. уд.}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 6.1. [1] в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии, типа кухонных плит. В данном микрорайоне используются квартиры с электрическими плитами, мощностью 8,5 кВт;

$$P_{кв. уд.} = P_{кв. уд. (N')} - \frac{P_{кв. уд. (N')} - P_{кв. уд. (N'')}}{N'' - N'} \cdot (N_{кв} - N') \quad (2.2)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 11   |

где  $N'$ -ближайшее меньшее количества квартир ( $N_{кв.}$ ), стандартное табличное,

$N'=100$  квартир;

$N''$ - ближайшее большее количества квартир ( $N_{кв.}$ ), стандартное табличное,  
 $N''=200$  квартир;

$P_{кв.уд}(N')$  и  $P_{кв.уд}(N'')$  -удельные расчетные нагрузки, табл.6[1]

соответственно для  $N'$  и  $N''$ ,  $P_{кв.уд}(100)=1.5$  кВт/кв. и  $P_{кв.уд}(200)=1.36$  кВт/кв.

$n_{кв}$  –количество квартир, шт.

Реактивную мощность, потребляемую нагрузками квартир, определим с помощью коэффициента реактивной мощности  $tg\phi_{кв}$ , представленного в табл. 2.1.4. [2]:

$$Q_{кв. \Sigma n} = P_{кв.} \cdot tg\phi_{кв.}, \text{ квар.} \quad (2.3)$$

Полная нагрузка от квартир:

$$S_{кв. \Sigma n} = \sqrt{P_{кв. \Sigma n}^2 + Q_{кв. \Sigma n}^2}, \text{ кВА} \quad (2.4)$$

Таким образом, произведем расчет домов №117, 119, 121.

$n_{кв}=636$  шт.

$$P_{кв.уд636} = 1.23 - \frac{1.23 - 1.19}{1000 - 600} \cdot (636 - 600) = 1,2264 \left( \frac{\text{кВт}}{\text{кв.}} \right)$$

$$P_{кв.636} = 636 \cdot 1,2264 = 779,9(\text{кВт}),$$

$$Q_{кв.636} = 779,9 \cdot 0,2 = 155,9 \text{ квар},$$

$$S_{кв.636} = \sqrt{779,9^2 + 155,9^2} = 795,44 \text{ кВА}.$$

### 2.3 Определение лифтовой и насосной нагрузки.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле:

$$P_{р.л.} = k'_c \sum_1^{n_l} P_{ni}, \quad (2.5)$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса, который определяем по табл. 2.1.2 [2],

$n_l$  – количество лифтовых установок,

$P_{ni}$  – установленная мощность электродвигателя лифта.

Реактивная мощность лифтовых установок:

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 12   |

$$Q_{p.l.} = \operatorname{tg}\varphi * P_{p.l.}, \quad (2.6)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности лифтов п. 2.1.4 [2].

Полная нагрузка лифтовых установок:

$$S_{p.l.} = \sqrt{P_{p.l.}^2 + Q_{p.l.}^2} \quad (2.7)$$

Произведем расчет лифтовых установок жилого дома №119

$$P_{p.l.} = 3 \cdot 4,5 \cdot 0,8 = 10,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.l.} = 1,17 \cdot 10,8 = 12,636 \text{ квар},$$

$$S_{p.l.} = \sqrt{10,8^2 + 12,636^2} = 16,62 \text{ кВА}.$$

Результат расчетов по формулам (2.1) - (2.7) приведен в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Расчет мощности лифтовых установок

| № дома                           | Кол-во лифтов и мощность двигателя |     |           |          | Коэф-т спроса лифта $K_c$ | Расчетная активная нагрузка лифтов $P_{p.l.}$ | Расчетная реактивная нагрузка лифтов $Q_{p.l.}$ | Расчетная полная нагрузка лифтов $S_{p.l.}$ |
|----------------------------------|------------------------------------|-----|-----------|----------|---------------------------|---|---|---|
|                                  | Пассаж. ппас                       |     | Груз. пгр | $P_{гр}$ |                           |   |   |   |
|                                  | шт.                                |     | шт.       | кВт      |                           | кВт   |   |   |
| улица Братьев Кашириных          |                                    |     |           |          |                           |   |   |   |
| 109                              | 3                                  | 4,5 |           |          | 0,8                       | 10,8  | 12,636  | 16,62                                       |
| 111                              | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| 113                              | 3                                  | 4,5 |           |          | 0,8                       | 10,8  | 12,636  | 16,62                                       |
| 115                              | 3                                  | 6   | 3         | 11       | 0,8                       | 40,8  | 47,736  | 62,80                                       |
| 117                              | 3                                  | 4,5 |           |          | 0,8                       | 10,8  | 12,636  | 16,62                                       |
| 119                              | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| 121                              | 3                                  | 4,5 |           |          | 0,8                       | 10,8  | 12,636  | 16,62                                       |
| улица Молодогвардейцев           |                                    |     |           |          |                           |   |   |   |
| 74                               | 5                                  | 6   | 5         | 11       | 0,8                       | 68  | 79,56   | 104,66                                      |
| 76                               | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| улица Университетская Набережная |                                    |     |           |          |                           |   |   |   |
| 44                               | 3                                  | 6   | 3         | 11       | 0,8                       | 40,8  | 47,736  | 62,80                                       |
| 46                               | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| 48                               | 3                                  | 6   | 3         | 11       | 0,8                       | 40,8  | 47,736  | 62,80                                       |
| 52                               | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| улица Наркома Малышева           |                                    |     |           |          |                           |   |   |   |
| 3                                | 4                                  | 6   | 4         | 11       | 0,8                       | 54,4  | 63,648  | 83,73                                       |
| 8                                | 2                                  | 4,5 |           |          | 0,8                       | 7,2   | 8,424   | 11,08                                       |

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

13



Нагрузки электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, принимаемых в расчете как 5% от нагрузки квартир [3]

#### 2.4 Расчет нагрузки общественных организаций.

Активная и реактивная нагрузки для средней школы с электрифицированной столовой и спортивным залом определяем по формулам:

$$P_{шк.} = P_{уд.шк.} * n, \quad (2.8)$$

$$Q_{шк.} = P_{шк.} * tg\varphi, \quad (2.9)$$

где  $P_{уд.шк.}$  – удельная расчетная нагрузка школы, определяемую по табл. 6.14 [1];

$n$  – количество учащихся;

$tg\varphi$  – коэффициент принимаемый по табл. 2.2.1 [2].

Полная нагрузка школы:

$$S_{шк} = \sqrt{P_{шк.}^2 + Q_{шк.}^2} \quad (2.14)$$

$$P_{шк.} = 0,25 \cdot 1200 = 300 \text{ кВт},$$

$$Q_{шк.} = 300 \cdot 0,38 = 114 \text{ квар},$$

$$S_{шк} = \sqrt{300^2 + 114^2} = 320 \text{ кВА}.$$

Аналогично выполняем расчеты для других общественных зданий социального назначения и для различных общественных зданий. Результаты сводим в таблицу 2.2.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 14   |

Таблица 2.2

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 15   |

## 2.5 Определение расчетной нагрузки освещения

В составе потребителей электроэнергии микрорайона следует учитывать наружное освещение улиц, проездов, площадей, бульваров и внутриквартальных незастроенных территорий. Ориентировочные расчеты их электрических нагрузок могут быть сделаны по следующим данным:

Магистральные улицы районного значения, площади перед крупными зданиями: 30-50 кВт/км [2 стр. 844];

Внутриквартальные территории: 1,2 кВт/га [2 стр. 844].

Для освещения городских проездов выбираем лампы ДРИ (дуговая ртутная лампа высокого давления с ионами), так как они обладают высокой освещенностью, наиболее просты в эксплуатации и относительно дешевые по сравнению с другими лампами.

Коэффициент мощности ламп ДРИ:  $\cos \varphi = 0,57$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 1,44$ .

Расчетная активная мощность внешнего освещения внутриквартальных территорий микрорайона:

$$P_{\text{вк}} = F_{\text{вк}} \cdot P_{\text{уд.кв}}, \quad (2.15)$$

где  $F_{\text{вк}}$  – площадь внутриквартальных территорий;

$P_{\text{уд.кв}}$  – для внутриквартальных территорий.

$$P_{\text{вк}} = 17,3 \cdot 1,2 = 20,76 \text{ кВт}$$

Расчетная активная мощность внешнего освещения улиц районного значения микрорайона:

$$P_{\text{уд}} = P_{\text{уд.ул}} \cdot L, \quad (2.16)$$

где  $P_{\text{уд.ул}} = 40 \text{ кВт/км}$  – для улиц;

$L = 1,990 \text{ км}$  – длина улицы районного значения микрорайона.

$$P_{\text{уд}} = 40 \cdot 1,990 = 79,6 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка уличного освещения равна:

$$P_{\text{ул.осв}} = 20,76 + 79,6 = 100,36 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ул.осв}} = 100,36 + 1,44 = 144,5 \text{ квар};$$

$$S_{\text{ул.осв.}} = \sqrt{100,36^2 + 144,5^2} = 175,93 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

## 2.5. Расчет мощности, подключенной к трансформаторной подстанции

Произведем расчет на примере трансформаторной подстанции ТП-1, к которой подключены следующие потребители:

– Жилые дома:

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 16   |

ул. Братьев Кашириных: дома № 121, 119, 117. Суммарное количество квартир  $n_{\Sigma}=636$  шт.

$$P_{\text{кв.636}} = 636 \cdot 1,2264 = 779,9(\text{кВт}),$$

$$Q_{\text{кв.636}} = 779,9 \cdot 0,2 = 155,9 \text{ квар},$$

$$S_{\text{кв.636}} = \sqrt{779,9^2 + 155,9^2} = 795,44 \text{ кВА}.$$

– Нагрузка лифтовых установок

В рассматриваемых домах установлены следующие лифтовые установки:

6 лифтов, с мощностью двигателя 4,5 кВт;

4 лифта с мощностью двигателя 4,5 кВт;

4 грузовых лифта с мощностью двигателя 11 кВт

Таким образом:

$$\sum P_{\text{р.л.}} = 133,2 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{\text{р.л.}} = 155,984 \text{ квар},$$

$$\sum S_{\text{л.р.}} = 205 \text{ кВА}.$$

– Нагрузки электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, принимаемых в расчете как 5% от нагрузки квартир [3].

Нагрузка общественных организаций:

$$\sum P_{\text{р.о.}} = 329 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_{\text{р.о.}} = 241,54 \text{ квар},$$

$$\sum S_{\text{л.о.}} = 408 \text{ кВА}.$$

Итого общая нагрузка трансформаторной подстанции №1:

$$P_{\text{р.ТП1}} = \Sigma P_{\text{кв.636}} + \Sigma P_{\text{р.л.}} + \Sigma P_{\text{р.н.}} + \Sigma P_{\text{р.о.}} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{р.ТП1}} = \Sigma Q_{\text{кв.636}} + \Sigma Q_{\text{р.л.}} + \Sigma Q_{\text{р.н.}} + \Sigma Q_{\text{р.о.}} \quad (1.1)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

17

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{P_{p.ТП1} + Q_{p.ТП1}} \quad (1.1)$$

Следовательно,

$$P_{p.ТП1} = 779,9 + 133,2 + 39 + 329 = 1281,19 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ТП1} = 155,9 + 155,84 + 7,8 + 241,54 = 561,18 \text{ квар},$$

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{P_{p.ТП1} + Q_{p.ТП1}} = 1398,7 \text{ кВА}.$$

Подобным образом произведем расчет для остальных потребителей микрорайона.

Результаты расчетов приведены в 2.3

Выводы по разделу 2

В данной главе была определена расчетная нагрузка на микрорайон с учетом уличного освещения и одновременности максимумов нагрузок сети. Величины нагрузок будут использоваться в последующих разделах.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

Таблица 2.3

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 19   |

Таблица 2.3

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 20   |

Таблица 2.3

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 21   |



### 3. РАСПОЛОЖЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Минимальное расстояние от ТП до жилых и общественных зданий при различных степенях огнестойкости зданий, согласно расстояниям, указанным в табл. 1 [6] принимаем – 18 м.

Центр электрических нагрузок является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) микрорайона, координаты которых находятся по выражениям:

$$X_{ТП\text{ расч}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Р.Ж.Дi} * X}{\sum_{i=1}^n S_{Р.Ж.Дi}}, \quad (3.1)$$

$$Y_{ТП\text{ расч}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Р.Ж.Дi} * Y}{\sum_{i=1}^n S_{Р.Ж.Дi}}. \quad (3.2)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты центра  $i$ -го здания на плане микрорайона, м.

Результаты по формулам (3.1) – (3.2) представлены в таблице:

Таблица 3.1 Расчет картограммы электрических нагрузок

| № ТП | Полная расчетная нагрузка<br>ТП <sub>і</sub> , S <sub>тп<sub>і</sub></sub> , кВ*А | X <sub>тп<sub>і</sub></sub> расч, м | Y <sub>тп<sub>і</sub></sub> расч, м |
|------|---|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 1    | 1398,70   | 269,37                              | 311,04                              |
| 2    | 1313,30   | 417,34                              | 317,16                              |
| 3    | 1243,21   | 566,90                              | 133,06                              |
| 4    | 1396,60   | 433,58                              | 39,54                               |
| 5    | 1359,49   | 228,77                              | 54,79                               |
| 6    | 737,85  | 78,31                               | 24,63                               |
| ЦЭН  |   | 349,57                              | 156,38                              |

Так как ЦЭН является символическим, то фактическое местоположение БРТП определяем в зависимости смещения ЦЭН с учетом перспективы застройки, расположением дорог на прилегающей территории, инженерных коммуникаций, детских площадок и местоположением ГПП относительно БРТП.

С учетом местных условий принимаем следующее расположение ТП:

Таблица 3.2 Расположение трансформаторных подстанций

| № ТП | Полная расчетная нагрузка<br>ТП <sub>і</sub> , S <sub>ТПі</sub> , кВ*А | X <sub>ТПі</sub> лейств, м | Y <sub>ТПі</sub> действ, м |
|------|--|----------------------------|----------------------------|
| 1    | 1398,70  | 269,42                     | 306,05                     |
| 2    | 1313,30  | 428,67                     | 306,05                     |
| 3    | 1243,21  | 520,23                     | 139,33                     |
| 4    | 1396,60  | 476,55                     | 85,26                      |
| 5    | 1359,49  | 269,42                     | 85,26                      |
| 6    | 737,85   | 31,24                      | 116,5054                   |
| ЦЭН  |  | 349,57                     | 156,38                     |

### 3.1 Загрузка трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах

Загрузку трансформаторов в нормальном и аварийном режимах определим по формулам:

$$\beta_{ТПі} = \frac{S_{ТПі}}{n * S_{ТР}}, \quad (3.3)$$

$$\beta_{ав.ТПі} = 2 * \beta_{ТПі}. \quad (3.4)$$

Определим загрузку трансформаторов в нормальном режиме и аварийном режимах:

$$\beta_{ТП} = \frac{1281,19}{2 * 1000} = 0,64,$$

$$\beta_{ав.ТП} = 2 * 0,64 = 1,28 < 1,8 \text{ (ГОСТ 14209-97)}.$$

Аналогично произведем расчеты для остальных ТП и результаты сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Загрузка трансформаторов в нормальном и аварийном режимах

| № ТП | S <sub>ТП</sub> , кВ*А | β <sub>ТП</sub> | β <sub>ав.ТП</sub> |
|------|------------------------|-----------------|--------------------|
| 1    | 1398,70                | 0,64            | 1,28               |
| 2    | 1313,30                | 0,63            | 1,26               |
| 3    | 1243,21                | 0,60            | 1,19               |
| 4    | 1396,60                | 0,67            | 1,34               |
| 5    | 1359,49                | 0,65            | 1,30               |
| 6    | 737,85                 | 0,36            | 0,71               |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

23

Вывод по разделу 3: в данном разделе был произведен выбор типа трансформаторных подстанций, произведен расчет мощности и количества трансформаторных подстанций, произведен расчет нагрузки на шинах 0.4 кВ и расчет загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и и послеаварийном режимах.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 24   |

## 4 ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения

Величина напряжения на шинах высокого напряжения РП, находящегося на территории комплекса жилых и общественных зданий, определяется расположением источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от РП до этих источников и другими факторами.

Построение электрической сети зависит от требований степени надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно РП и относительно друг друга. Кроме того, рациональный принцип построения распределительной сети должен учитывать возможность ее систематического развития, т.е. увеличение пропускной способности по мере возрастания электрической нагрузки.

Распределение электроэнергии от РП до потребительских ТП осуществляется по распределительным сетям 10 кВ [7, п. 3.1.4]. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории надежности электроснабжения является сочетание петлевых схем 10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,4 кВ для питания потребителей. Согласно требованиям [7]:

– питающие сети 10 кВ должны сооружаться по схеме с автоматическим резервированием вводов в РП;

– нагрузочная способность линий и трансформаторов должна определяться принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами работы, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме;

– РП 10 кВ, как правило, следует выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям шин, на секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

Целесообразность принятия той или иной схемы обосновывается технико-экономическим сравнением вариантов, основной частью которых является расчет кабельных линий.

Распределительные сети напряжением 10 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей). Поскольку грунт на территории комплекса имеет низкую коррозионную активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа ААШв.

Все существующие схемы распределительных сетей условно разделены на группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей, создаваемого данной схемой. Требованиям, предъявляемым к электроснабжению электроприемников II категории, удовлетворяют схемы, в которых восстановление питания потребителей при повреждении сети обеспечивается за счет ввода

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 25   |

резервных элементов действиями оперативного персонала. Такие схемы базируются на использовании линий, имеющих двухстороннее питание.

Наиболее приемлемыми с учетом изложенных выше требований в сочетании с простотой организации являются кольцевая и двухлучевая схемы [5], представленные соответственно на рисунках 4.1 и 4.2.

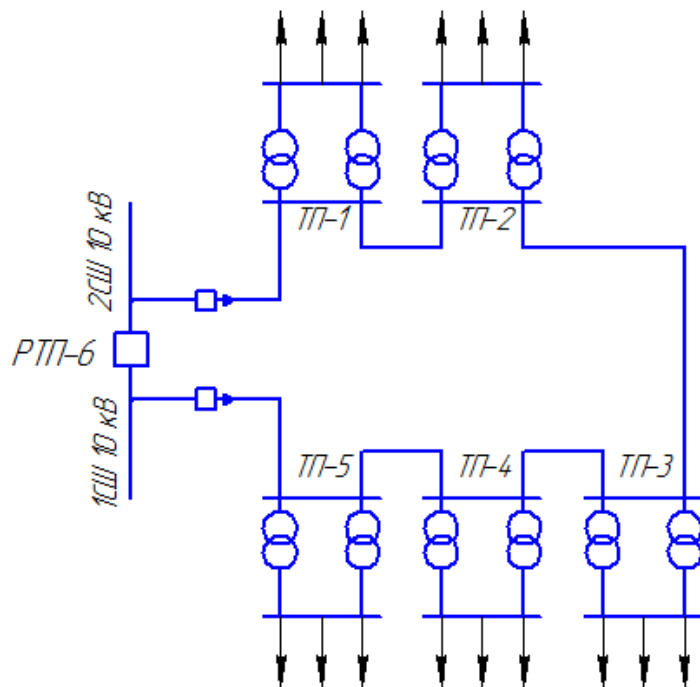


Рисунок 4.1 – Кольцевая схема электроснабжения

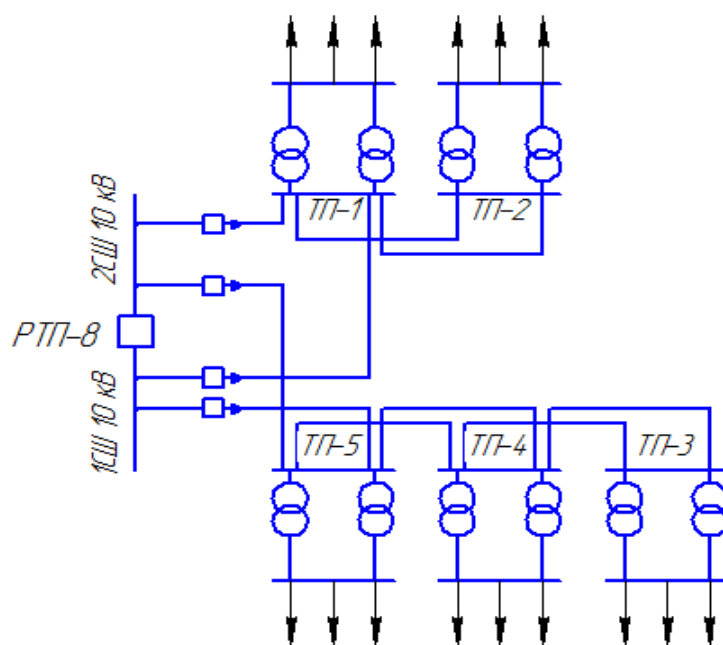


Рисунок 4.2 – Двухлучевая схема электроснабжения

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

По методике, приведенной в [8], кольцевую сеть необходимо разрезать по пункту питания и представить в виде линии с двусторонним питанием с узлами А и В по концам. Потоки мощности приближенно определяются по формулам 4.1 и 4.2:

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (4.1)$$

$$S_A = 2971,37 \text{ кВА},$$

$$S_B = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot C}{l_{AB}}, \quad (4.2)$$

$$S_B = 3739,94 \text{ кВА},$$

где  $S_i$  – нагрузка  $i$ -го узла, кВА;

$l_{AB}$  – суммарная длина участков сети, входящих в кольцо;

$l_{iA}$  ( $l_{iB}$ ) - длина всех участков от  $i$ -го узла до узла А (В).

Проверка расчетов производится по балансу мощностей, по формуле 4.3:

$$S_A + S_B = \sum_{i=1}^k S_i, \quad (4.3)$$

$$6711,3 = 6711,* \text{ кВА}.$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 4.1.

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 4.1.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

Таблица 4.1 – Поток мощности в нормальном режиме

| Участки КЛ | L, м   | Потоки мощности, кВА |
|------------|--------|----------------------|
| РП-ТП1     | 419,16 | 2971,378             |
| ТП1-ТП2    | 151,91 | 1572,67              |
| ТП2-ТП3    | 251,91 | 259,37               |
| ТП3-ТП4    | 91,41  | 983,84               |
| ТП4-ТП5    | 200,48 | 2380,44              |
| ТП5-РП     | 262,72 | 3739,924             |

По данным таблицы 4.1 построим распределение потоков мощности на рисунке 4.3

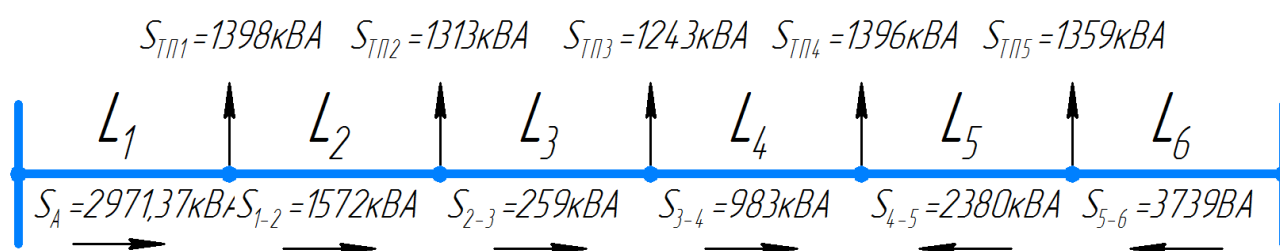


Рисунок 4.3 Распределение потоков мощности кольцевой схемы

Аварийный режим в данной схеме представляет собой обрыв одной из питающих линий. Результаты расчетов потоков мощности для кольцевой схемы в послеаварийном режиме представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Аварийные режимы для кольцевой схемы

| Участок | Обрыв РТП-ТП1 | Обрыв РТП-ТП5 | $S_{\max}$ , кВА |
|---------|---------------|---------------|------------------|
|         | $S_p$ , кВА   | $S_p$ , кВА   |                  |
| РП-ТП1  | 0,00          | 6748,42       | 6748,42          |
| ТП1-ТП2 | 1313,30       | 5349,71       | 5349,71          |
| ТП2-ТП3 | 2556,51       | 4036,41       | 4036,41          |
| ТП3-ТП4 | 3953,11       | 2793,20       | 3953,11          |
| ТП4-ТП5 | 5312,60       | 1396,60       | 5312,60          |
| ТП5-РП  | 6050,45       | 0             | 6050,45          |

Данные, полученные в последних столбцах таблиц 4.1 и 4.2, являются исходными для выбора и проверки сечения кабелей.

Двухлучевая схема (рисунок 4.2) относится к числу разомкнутых сетей. В подобных сетях потоки мощности по участкам находятся последовательным суммированием нагрузок потребителей, начиная с более удаленного по отношению к базисному узлу. В данном случае базисным является РП.

Изначально кабельная линия принимается двухпроводной, с учетом необходимости обеспечения резерва. Результаты расчета приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Расчет двухлучевой схемы.

| Участки | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар | $S_p$ , кВА |
|---------|-------------|--------------|-------------|
| РП-ТП1  | 2542,23     | 927,98       | 2706,302    |
| ТП1-ТП2 | 1261,04     | 366,80       | 1313,301    |
| ТП3-ТП4 | 1190,88     | 356,90       | 1243,212    |
| ТП4-ТП5 | 2529,06     | 795,53       | 2651,23     |
| ТП5-РП  | 3826,22     | 1202,44      | 4010,715    |

#### 4.2 Расчет кабельных линий 10 кВ

Городские распределительные и питающие сети 10 кВ выполняются кабельными линиями и представляют собой сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с [2] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее следует принимать не менее 70 мм<sup>2</sup>.

Выбор кабельных линий осуществляется по экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии в нормальном режиме. Если сечение кабеля меньше значения, выбранного по экономической плотности тока, то возрастают потери электроэнергии. В противоположном случае возрастают затраты цветного металла.

Расчет проведем для участка РП-ТП1 в кольцевой схеме. Остальные данные занесем в таблицы

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 4.4

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_k} \quad (4.4)$$

$$I_p = \frac{4387}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 126 \text{ А,}$$

где  $S_p$  – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, кВт·А;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;



$n_k$  – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии,  $n_k = 1$  шт.

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока определяется по формуле 4.5:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} \quad (4.5)$$

$$F_{\text{э}} = \frac{126}{1,2} = 106 \text{ мм}^2$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока.

Для жилых комплексов  $T_m = 5300$  ч/год и согласно [2, табл.1.3.36] экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>.

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 120 мм<sup>2</sup> По каталожным данным [6, табл. 21.4] определяем длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 290$  А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки определяется по формуле 4.6:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

$$I'_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1 \cdot 290 = 266,8 \text{ А.}$$

где  $K_{\text{п}} = 0,92$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [6, табл. 21.12];

$K_t = 1$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [6, табл. 21.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60 °С и температуре почвы 15 °С  $K_t = 1$ .

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме

$$I'_{\text{доп}} = 2I_p \quad (4.7)$$

$$266,8 > 211 \text{ А}$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается. Если соотношение

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 30   |

не выполняется необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла. Для сетей 10 кВ существенным становится требование к качеству электроэнергии. Согласно [6] потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 4.7:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% \quad (4.8)$$

$$\Delta U = \frac{3817 \cdot 0,24 \cdot 0,25 + 1465 \cdot 0,081 \cdot 0,25}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,01\%,$$

$$0,01\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6, табл. 21.4] Ом/км ;

$l$  – длина кабельной линии, км.

Если потеря напряжений больше 5 % [9], то необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла.

Кроме требований на допустимый ток и потерю напряжения, выбранный кабель должен быть проверен на термическую стойкость. Расчеты токов короткого замыкания выполнены в разделе 6, где скорректирован выбор кабеля.

Для технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях по формуле 4.8. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_k, \quad (4.9)$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot 126,8^2 \cdot 0,258 \cdot 0,25 \cdot 2 = 5,78 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета кабельных линий представлены в таблицах 4.4 и 4.5 для кольцевой схемы и таблицах 4.6 и 4.7 для двухлучевой схемы.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

Таблица 4.4 Выбор кабельных линий 10 кВ для кольцевой схемы

| Участки | $S_p$ , кВА | $I_p$ , А | $F_э$ , мм <sup>2</sup> | $F_{ст}$ , мм <sup>2</sup> | Тип и количество кабелей | Способ прокладки |
|---------|-------------|-----------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------|
| РП-ТП1  | 2971,3      | 85,88     | 71,56                   | 70                         | 2хААШВ(3х70)             | В траншее        |
| ТП1-ТП2 | 1572,6      | 45,45     | 37,88                   | 70                         | 2хААШВ(3х70)             | В траншее        |
| ТП2-ТП3 | 259,37      | 7,50      | 6,25                    | 70                         | 2хААШВ(3х70)             | В траншее        |
| ТП3-ТП4 | 983,84      | 28,43     | 23,70                   | 70                         | 2хААШВ(3х70)             | В траншее        |
| ТП4-ТП5 | 2380,4      | 68,80     | 57,33                   | 70                         | 2хААШВ(3х70)             | В траншее        |
| ТП5-РП  | 3739,9      | 108,09    | 90,08                   | 95                         | 2хААШВ(3х95)             | В траншее        |

Таблица 4.5 Проверка кабельных линий 10 кВ для кольцевой схемы

| Участки | $I_{доп}$ , А | $I'_{доп}$ , А | $I'_{ав}$ , А | $I_{ав}$ , А | L, км | $r_0$ , Ом/км | $x_0$ , Ом/км | $\Delta U$ , % | $\Delta P$ , кВт |
|---------|---------------|----------------|---------------|--------------|-------|---------------|---------------|----------------|------------------|
| РП-ТП1  | 162           | 147,3          | 184,17        | 171,7        | 0,419 | 0,196         | 0,098         | 0,01           | 3,64             |
| ТП1-ТП2 | 162           | 147,3          | 184,17        | 90,91        | 0,152 | 0,196         | 0,098         | 0,01           | 0,37             |
| ТП2-ТП3 | 162           | 147,3          | 184,17        | 14,99        | 0,252 | 0,196         | 0,098         | 0,00           | 0,02             |
| ТП3-ТП4 | 162           | 147,3          | 184,17        | 56,87        | 0,091 | 0,196         | 0,098         | 0,00           | 0,09             |
| ТП4-ТП5 | 162           | 147,3          | 184,17        | 137,6        | 0,200 | 0,196         | 0,098         | 0,00           | 1,12             |
| ТП5-РП  | 192           | 174,62         | 218,28        | 216,1        | 0,263 | 0,196         | 0,098         | 0,01           | 3,61             |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

32

Таблица 4.6 Выбор кабельных линий 10 кВ для двухлучевой схемы

| Участки  | $S_p$ ,<br>кВА | $I_p$ , А | $F_{э}$ ,<br>мм <sup>2</sup> | $F_{ст}$ ,<br>мм <sup>2</sup> | Тип и<br>количе-<br>ство<br>кабелей | Способ<br>прокладки |
|----------|----------------|-----------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|---------------------|
| РТП8-ТП1 | 419,16         | 2706,     | 78,22                        | 48,9                          | 70                                  | 2хААШв (3х70)       |
| ТП1-ТП2  | 151,91         | 1313      | 37,96                        | 23,7                          | 70                                  | 2хААШв (3х70)       |
| ТП4-ТП5  | 91,41          | 1243      | 35,93                        | 22,5                          | 70                                  | 2хААШв (3х70)       |
| ТП5-ТП6  | 200,48         | 2651,23   | 76,63                        | 47,9                          | 70                                  | 2хААШв (3х70)       |
| РП-ТП5   | 262,72         | 4010,71   | 115,9                        | 72,4                          | 70                                  | 2хААШв (3х95)       |

Таблица 4.7 Проверка кабельных линий 10 кВ для двухлучевой схемы

| Участки | $I_{доп}$ ,<br>А | $I'_{доп}$ ,<br>А | $I'_{ав}$ ,<br>А | $I_{ав}$ , А | $L$ ,<br>км | $r_0$ ,<br>ом/км | $x_0$ ,<br>ом/км | $\Delta U$ ,<br>% | $\Delta P$ ,<br>кВт |
|---------|------------------|-------------------|------------------|--------------|-------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|
| РП-ТП1  | 162              | 156               | 195              | 156,4        | 0,419       | 0,196            | 0,098            | 0,01              | 3,02                |
| ТП1-ТП2 | 162              | 156               | 195              | 75,91        | 0,152       | 0,196            | 0,098            | 0,01              | 0,26                |
| ТП4-ТП5 | 162              | 156               | 195              | 71,86        | 0,091       | 0,196            | 0,098            | 0,00              | 0,14                |
| ТП5-ТП6 | 162              | 156               | 195              | 153,2        | 0,200       | 0,196            | 0,098            | 0,00              | 1,38                |
| РП-ТП5  | 192              | 185               | 231              | 230,         | 0,26        | 0,196            | 0,098            | 0,01              | 4,15                |

#### 4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Варианты схем электроснабжения различаются по капитальным затратам и расходам на эксплуатацию. Техничко-экономическое сравнение осуществляется на основе приведенных затрат, поскольку данные варианты эквивалентны по экономическому результату.

Приведенные затраты по каждому варианту определяются по формуле 4.9:

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 33   |
|     |      |             |       |      |                            |      |

$$З = E_H \cdot K + I_H, \quad (4.10)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности,  $E_H=0,12$  1/год [4, табл.2.23];  
 $K$  – капитальные вложения по варианту, тыс. руб.;  
 $I_H$  – ежегодные издержки, которые определяются по формуле 4.11

$$I_H = I_A \cdot I_{т.р.} + I_{п}, \quad (4.11)$$

где  $I_A$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{т.р.}$  – расходы на текущий ремонт, тыс. руб.;

$I_{п}$  – стоимость потерь электроэнергии в сети, тыс. руб.

Амортизационные отчисления определяются по формуле 4.12:

$$I_A = E_A \cdot K, \quad (4.12)$$

где  $E_A$  – годовая норма амортизации,  $E_A = 0,03$  1/год по [10, табл. 2.23].

Эксплуатационные расходы определяются по формуле 4.13:

$$I_{т.р.} = E_{т.р.} \cdot K, \quad (4.13)$$

где  $E_{т.р.}$  – нормативные отчисления на ремонт,

$E_{т.р.} = 0,015$  1/год [4, табл. 2.23].

Стоимость потерь электроэнергии определяется по выражению 4.14:

$$I_{п} = m \cdot \sum_{i=0}^n \Delta P_{кл}, \quad (4.14)$$

где  $m$  – стоимость 1 кВт активных нагрузочных потерь, тыс. руб./кВт·год;

$P_{кл}$  – величина потерь активной мощности в кабельных линиях, кВт.

Стоимость 1 кВт потерь электроэнергии определяется по формуле 4.15:

$$m = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau_M, \quad (4.15)$$

где  $\alpha$  – основная ставка двухставочного тарифа [11], =874,44 руб./кВт месяц;

$\beta$  – дополнительная ставка [11], = 0,8838 руб./кВт·ч;

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

$T_M$  – число часов использования максимума электрической нагрузки, согласно [1, табл. 2.4.4] принимаем  $T_M = 5300$  ч ;

$\tau_M$  – число часов использования максимума потерь, определяющиеся по формуле 4.16:

$$\tau_M = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right) \cdot T_{\Gamma}, \quad (4.16)$$

где  $T_{\Gamma}$  – годовое число часов работы оборудования,  $T_{\Gamma}=8760$ ч

Таким образом получаем:

$$\tau_M = \left( 0,124 + \frac{5300}{10^4} \right) \cdot 8760 = 3765,8 \text{ ч,}$$

$$m = \left( \frac{874,44}{5300} + 0,8838 \right) \cdot 3765,8 = 9,72 \text{ тыс. руб./кВт. год,}$$

Результаты расчетов для обоих вариантов представлены в таблицах 4.8 и

Таблица 4.8 Техничко-экономические показатели варианта 1

| Участок цепи        | Параметры кабеля | L     | C, тыс руб/км | K, тыс руб. |
|---------------------|------------------|-------|---------------|-------------|
| РП-ТП1              | 2хААШв (3х70)    | 0,419 | 582           | 243,86      |
| ТП1-ТП2             | 2хААШв (3х70)    | 0,152 | 582           | 88,46       |
| ТП2-ТП3             | 2хААШв (3х70)    | 0,091 | 582           | 52,96       |
| ТП3-ТП4             | 2хААШв (3х70)    | 0,2   | 582           | 116,40      |
| ТП4-ТП5             | 2хААШв (3х70)    | 0,26  | 582           | 151,32      |
| ТП5-РП              | 2хААШв (3х95)    | 0,263 | 673           | 177,00      |
| Итого по варианту 1 |                  |       |               | 830         |

Продолжение таблицы 4.8

| Участок цепи | Иа, тыс. руб/год | И <sub>г.р.</sub> , тыс. руб/год | $\Delta P$ , кВт | И <sub>п</sub> , тыс. руб/год | И <sub>н</sub> , тыс. руб/год | З, тыс. руб/год |
|--------------|------------------|----------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|
| 1            | 2                | 3                                | 4                | 5                             | 6                             | 7               |
| РП-ТП1       | 7,32             | 3,66                             | 3,64             | 35,34                         | 62,10                         | 91,36           |
| ТП1-ТП2      | 2,65             | 1,33                             | 0,37             | 3,59                          | 7,11                          | 17,72           |
| ТП2-ТП3      | 1,59             | 0,79                             | 0,02             | 0,16                          | 1,42                          | 7,78            |
| ТП3-ТП4      | 3,49             | 1,75                             | 0,09             | 0,84                          | 6,94                          | 20,91           |
| ТП4-ТП5      | 4,54             | 2,27                             | 1,12             | 10,85                         | 21,15                         | 39,31           |
| ТП5-РП       | 5,31             | 2,65                             | 3,61             | 35,09                         | 49,18                         | 70,42           |
| Итого        |                  |                                  |                  |                               |                               | 325,24          |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

35

Таблица 4.9 Технико-экономические показатели варианта 2

| Участок цепи        | Параметры кабеля | L     | C, тыс руб/км | K, тыс руб. |
|---------------------|------------------|-------|---------------|-------------|
| РП-ТП1              | 2хААШв (3х70)    | 0,419 | 582           | 243,95      |
| ТП1-ТП2             | 2хААШв (3х70)    | 0,152 | 582           | 88,41       |
| ТП3-ТП4             | 2хААШв (3х70)    | 0,091 | 582           | 53,20       |
| ТП4-ТП5             | 2хААШв (3х70)    | 0,200 | 582           | 116,68      |
| ТП5-РП              | 2хААШв (3х95)    | 0,263 | 673           | 176,81      |
| Итого по варианту 2 |                  |       |               | 679,05      |

Продолжение таблицы 4.9

| Участок цепи | И <sub>а</sub> , тыс. руб/год | И <sub>т.р.</sub> , тыс. руб/год | ΔP, кВт | И <sub>п</sub> , тыс. руб/год | И <sub>н</sub> тыс. руб/год | З, тыс. руб/год |
|--------------|-------------------------------|----------------------------------|---------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------|
| РП-ТП1       | 7,32                          | 3,66                             | 3,02    | 29,31                         | 56,09                       | 85,37           |
| ТП1-ТП2      | 2,65                          | 1,33                             | 0,26    | 2,50                          | 6,02                        | 16,63           |
| ТП3-ТП4      | 1,60                          | 0,80                             | 0,14    | 1,35                          | 2,62                        | 9,01            |
| ТП4-ТП5      | 3,50                          | 1,75                             | 1,38    | 13,45                         | 19,58                       | 33,58           |
| ТП5-РП       | 5,30                          | 2,65                             | 4,15    | 40,35                         | 54,42                       | 75,64           |
| Итого        |                               |                                  |         |                               |                             | 220,22          |

#### 4.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

Расчет кабельных линий 0.4 кВ аналогичен расчету кабельных линий 10 кВ [8]. Проведем расчет для дома №119. Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме по формуле 4.4:

$$I_p = \frac{249,92}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 180,5 \text{ А.}$$

По результату расчета выбираем 2 кабеля АВББШв 4х70. По каталожным данным определяем длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 165 \cdot 2 = 330\text{А}$ .

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_p}{n_k};$$

где  $K_{\text{п}} = 0,84$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых

кабелей [6, табл. 21.12];

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 36   |

$K_t = 1$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [6, табл. 21.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60 °C и температуре почвы 15 °C  $K_t = 1$ .

$$I'_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 1,07 \cdot 330 = 296,6 \text{ A} > \frac{361,15}{2} = 180,58 \text{ A}$$

Условие выполняется.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к.}}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 180,58 = 361,15$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}}$$

где  $K_{\text{ав}}$  – коэффициент перегрузки.

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 296,6 = 370,7 \text{ A.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{\text{ав}} \geq I_{\text{ав}}$$

$$370,7 \text{ A} > 361 \text{ A.}$$

Выбранный кабель проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем 2 кабеля АВББШв 4х70, с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$ , удельные сопротивления :  $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,0612 \text{ Ом/км}$ .

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

$L$  – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{242,2 \cdot 0,46 \cdot 0,036 + 61,63 \cdot 0,46 \cdot 0,036}{2 \cdot 0,4} \cdot 100\% = 0,55 \leq 5\%$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.10. При выборе оборудования использовалась справочная литература [8].

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |



Вывод по разделу 4: в данном разделе был произведен выбор электрической схемы, рассчитаны токи кабельных линий и выбраны количество и тип кабелей. Также был произведен расчет распределительной сети 0,4 кВ.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 38   |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

39

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трехфазного КЗ в характерных токах СЭС микрорайона и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприемники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

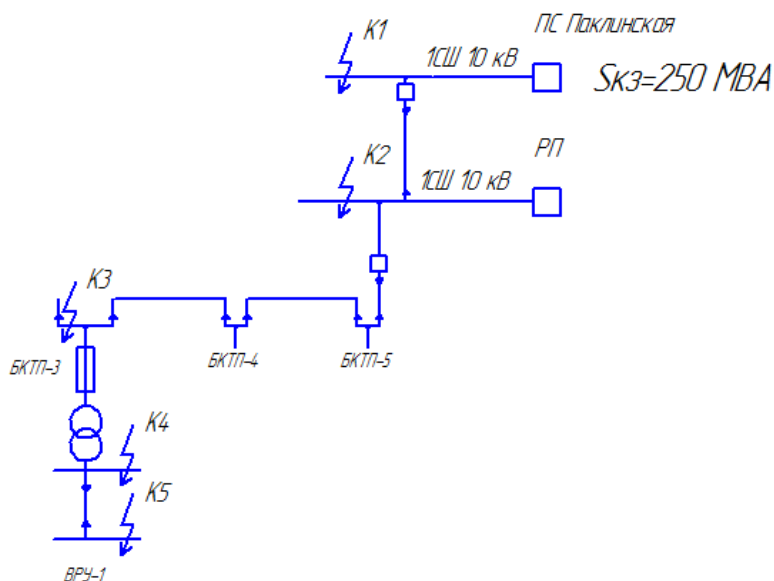


Рисунок 5.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- $K_1$  – в РУ 10 кВ ГПП;
- $K_2$  – в РП 10 кВ;
- $K_3$  – в сети напряжением 10 кВ перед трансформатором БКТП-4;
- $K_4, K_5$  – в сети напряжением 0,4 кВ после трансформатора БКТП-4;

При определении тока КЗ в точке  $K_4$ , в качестве источника рассматривается только энергосистема.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения микрорайона (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

40

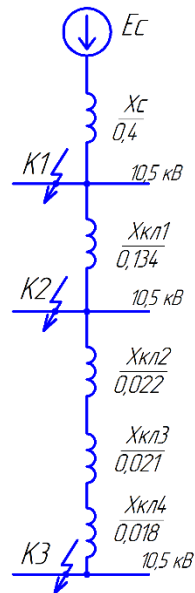


Рисунок 5.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Ток короткого замыкания в точке соответственно:

$$I_k = \frac{S_{кз1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (5.1)$$

$$I_{к1} = \frac{250 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 13,73 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{S_{кз1}}{2 \cdot U_{cp}} \quad (5.2)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{250 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 11,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k \quad (5.3)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,3 = 36,9 \text{ кА.}$$

Найдем ток КЗ в точке  $K_2$ . Для этого перейдем к относительным единицам. Сопротивление системы относительно шин 10 кВ ПС «Паклинская»:

$$(5.4)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

$$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}};$$

$$x_C = \frac{100}{250} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельной линии РП

$$x_{\text{кЛ}} = \frac{1}{n_{\text{кЛ}}} \cdot x_{0\text{кЛ}} \cdot L_{\text{кЛ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (5.5)$$

где  $x_{0\text{кЛ}}$  – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кЛ}}$  – длина КЛ, км.

$$x_{\text{кЛ1}} = 0,134 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,19 \text{ о.е.};$$

Аналогичным образом по выражению (5.5) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 5.2, результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

|                  | $x_{\text{кЛ1}}$ | $x_{\text{кЛ2}}$ | $x_{\text{кЛ3}}$ | $x_{\text{кЛ4}}$ |
|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| $x_0$ ,<br>Ом/км | 0,134            | 0,098            | 0,098            | 0,098            |
| L, км            | 1,6              | 0,25             | 0,25             | 0,2              |
| x, о.е.          | 0,214            | 0,022            | 0,021            | 0,018            |

Полное сопротивление

$$x_{\text{рез}} = 0,4 + 0,19 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Определим базисный ток для точки К<sub>2</sub>

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}. \quad (5.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5,5 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К<sub>2</sub>

$$I_{\text{к}} = \frac{E_C}{x_{\text{рез}}} \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (5.7)$$

где  $E_C = 1 \text{ о.е.}$

$$I_{к2} = \frac{1}{0,59} \cdot 5,5 = 9,32 \text{ кА.}$$

По выражению (6.3)

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,32 = 25 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (5.8)$$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,32 = 169 \text{ МВА.}$$

По выражению (5.2)

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{169 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 8 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_{кл1} + x_{кл2} + x_{кл3} + x_{кл4}. \quad (5.9)$$

$$x_{\Sigma 3} = 0,4 + 0,214 + 0,022 + 0,021 + 0,018 = 0,675.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma 3} = \sqrt{r_{\Sigma 3}^2 + x_{\Sigma 3}^2}. \quad (5.10)$$

$$z_{\Sigma 3} = \sqrt{0,27^2 + 0,675^2} = 0,726.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$S_{кз3} = \frac{100}{0,726} = 137 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Трёхфазный ток короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{кз3}^{(3)} = \frac{137 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,58 \text{ кА.}$$

По выражению (6.2)

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{137 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 6,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,58 = 16,97 \text{ кА}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точке К<sub>4</sub> (рисунок 6.2) представлен на рисунке 5.3

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$$

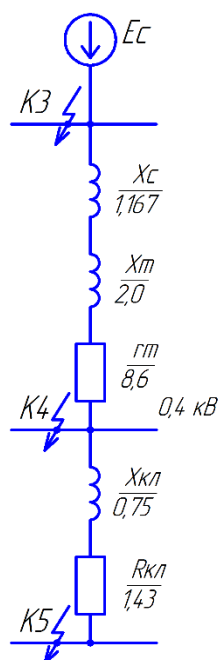


Рисунок 5.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>4</sub>  
Сопrotивление системы

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}, \quad (5.11)$$

$$x_{c3} = \frac{400^2}{137 \cdot 10^3} = 1,167$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТМГ-1000, приведены к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 6.2

Таблица 5.2 – Сопrotивление трансформатора

| $S_{нт}, \text{кВ} \cdot \text{А}$ | Схема соединения обмоток | $U_k, \%$ | Сопrotивления, мОм        |       |       |
|------------------------------------|--------------------------|-----------|---------------------------|-------|-------|
|                                    |                          |           | Прямой последовательности |       |       |
|                                    |                          |           | $r_m$                     | $x_m$ | $z_m$ |
|                                    |                          |           |                           |       |       |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

|      |         |     |     |     |   |
|------|---------|-----|-----|-----|---|
| 1000 | $D/Y_0$ | 5,5 | 2,0 | 8,6 | 9 |
|------|---------|-----|-----|-----|---|

Сопротивление кабельной линии, питающей ВРУ-1

$$r_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot r_{кл} \cdot L_{кл}; \quad (5.13)$$

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{кл} \cdot L_{кл}. \quad (5.14)$$

где  $r_{уд.кл}$  и  $x_{уд.кл}$  – активное и реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$  – длина КЛ, м;

$n_{кл}$  – число КЛ.

Таким образом, получаем

$$r_{кл} = \frac{1}{2} \cdot 0,169 \cdot 0,017 = 1,43 \text{ мОм};$$

$$x_{кл} = \frac{1}{2} \cdot 0,088 \cdot 0,017 = 0,75 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление до точек  $K_4$  и  $K_5$

$$r_{\Sigma 4} = r_m = 2,0 \text{ мОм}; \theta \quad (5.15)$$

$$r_{\Sigma 5} = r_m + r_{кл} = 2,0 + 1,43 = 3,43 \text{ мОм}. \quad (5.16)$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки  $K_4$

$$x_{\Sigma 4} = x_{c3} + x_m \quad (5.17)$$

$$x_{\Sigma 5} = x_{c3} + x_m + x_{кл} \quad (5.18)$$

$$x_{\Sigma 4} = 1,167 + 8,6 = 9,76 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 5} = 1,167 + 8,6 + 0,75 = 10,5 \text{ мОм}.$$

Полное сопротивление до точки  $K_4$

$$z_{\Sigma 4} = \sqrt{2^2 + 9,76^2} = 9,96 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma 5} = \sqrt{3,43^2 + 10,5^2} = 11 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ в точках  $K_4$  и  $K_5$

$$I_{кз4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9,96 \cdot 10^{-3}} = 23,2 \text{ кА},$$

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 45   |



$$I_{кз5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^{-3}} = 21 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точках К<sub>4</sub>

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 23,2 = 51,9 \text{ кА,}$$

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 21 = 47 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$S_{кз4} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 23,2 = 16 \text{ МВА,}$$

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 21 = 14,5 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точках К<sub>4</sub> и К<sub>5</sub>

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{U_{cp}}{2 \cdot z_{\Sigma 4}}; \quad (5.19)$$

$$I_{кз5}^{(2)} = \frac{U_{cp}}{2 \cdot z_{\Sigma 5}}. \quad (5.20)$$

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 9,96 \cdot 10^{-3}} = 20 \text{ мОм;}$$

$$I_{кз5}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 11 \cdot 10^{-3}} = 18,2 \text{ мОм;}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.20), представим в таблице 6.3

Таблица 5.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка | Напряжение $U_{cp}$ расчетной точки, кВ | Токи                |                     |               | Мощность КЗ ступени, МВА |
|-----------------|---|---------------------|---------------------|---------------|--------------------------|
|                 |   | $I_{кз}^{(3)}$ , кА | $I_{кз}^{(2)}$ , кА | $i_{уд}$ , кА |                          |
| К <sub>1</sub>  | 10,5                                    | 13,73               | 11,9                | 36,9          | 250,0                    |
| К <sub>2</sub>  | 10,5                                    | 9,32                | 8                   | 25            | 169                      |
| К <sub>3</sub>  | 10,5                                    | 7,58                | 6,5                 | 16,97         | 137                      |
| К <sub>4</sub>  | 0,4                                     | 23,2                | 20                  | 51,9          | 16                       |
| К <sub>5</sub>  | 0,4                                     | 21                  | 18,2                | 47            | 14,5                     |

Выводы по разделу 6

Произведен расчет токов короткого замыкания в схеме электроснабжения в точках К<sub>1</sub>–К<sub>5</sub> для дальнейшего выбора оборудования.

## 6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1 Выбор оборудования РТП.

Для электроснабжения микрорайона применяется выбираем двухтрансформаторные подстанции блочного исполнения(БКТП) производства ООО «Модуль», г. Екатеринбург [12].

Корпус БКТП выполнен из монолитного железобетона. Внутренняя часть состоит из следующих основных элементов:

- Силовые трансформаторы;
- Перегородка из монолитного железобетона;
- Высоковольтные распределительные шкафы;
- Низковольтные распределительные шкафы.

#### 6.1.1 Выбор высоковольтных камер.

Для распределения электроэнергии на РТП применяются камеры серии КСО-203 Челябинского завода электрооборудования [13].

Камеры КСО двухсотой серии предназначены для работы в электрических установках трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ для системы с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, в условиях умеренного (У) климата и категории размещения 3 по ГОСТ 15150.

Из камер КСО собираются распределительные устройства РУ, служащие для приема и распределения электроэнергии.

Таблица 6.1 - Технические характеристики:

| Наименование параметра  | Значение параметра |
|---|--------------------|
| Номинальное напряжение на стороне высокого напряжения (ВН), кВ        | 10                 |
| Наибольшее рабочее напряжение на стороне высокого напряжения (ВН), кВ | 12                 |
| Номинальный ток главных цепей, А                                      | 630                |
| Номинальный ток отключения камеры с вакуумным выключателем, кА        | 31,5               |
| Номинальный ток отключения камеры с выключателем нагрузки, А          | 630                |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

47

|                                    |      |
|------------------------------------|------|
| Ток термической стойкости (3с), кА | 31,5 |
|------------------------------------|------|

Произведем проверку камер КСО-203 по следующим параметрам:

- По току продолжительного режима:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{па}} \quad (6.1)$$

В качестве расчетного тока продолжительного режима принимаем ток послеаварийного режима  $I_{\text{па}}$ :

$I_{\text{па}} = 312 \text{ А}$  (наиболее загруженная ячейка РТП)

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{па}}$$

- По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_k \quad (6.2)$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a) \quad (6.3)$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{о.в.}}$  – полное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 3,16^2 \cdot (0,9 + 0,06 + 0,065) = 10,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}..$$

Следовательно,

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 10,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

- По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (6.4)$$

$$81 \text{ кА} \geq 37 \text{ кА}$$

где  $i_{\text{дин}}$  – амплитудное значение тока динамической стойкости по каталогу.

Выбранная камера удовлетворяет всем поставленным условиям.

### 6.1.2 Выбор высоковольтных выключателей.

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 48   |

Согласно техническим характеристикам выключателя ВВ/TEL-10-20/630 [14] параметры ячейки КСО и выключателя составляют:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{ном.а.}} &= 10 \text{ кВ}; \\
 I_{\text{ном}} &= 630 \text{ кВ} \\
 I_{\text{ном.отк}} &= 20,0 \text{ кА} \\
 i_{\text{а,ном.}} &= 14,0 \text{ кА}; \\
 I_{\text{дин.}} &= 20,0 \text{ кА} \\
 i_{\text{дин}} &= 81,0 \text{ кА} \\
 I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} &= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}
 \end{aligned}$$

Произведём сравнение каталожных параметров ячейки КСО-292 и выключателя ВВ/TEL-10-20/630 и параметров сети:

Таблица 6.2 – Выбор выключателей на отходящей линии в КСО

| Условия выбора  | Расчетные параметры сети                           | Каталожные данные ВВ/TEL-10-20/630 УЗ                                      |
|---|--|--|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$                      | $U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$                 | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$   |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$                      | $I_{\text{max}} = 217 \text{ А}$                   | $I_{\text{ном}} = 630,0 \text{ А}$   |
| $I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$                  | $I_{\text{п,0}} = 3,16 \text{ кА}$                 | $I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$                                     |
| $i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,г}}$                      | $i_{\text{а,г}} = 2,4 \text{ кА}$                  | $i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА};$                                     |
| $I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$                     | $I_{\text{п,0}} = 3,6 \text{ кА}$                  | $I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$  |
| $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$                        | $i_{\text{у}} = 8,55 \text{ кА}$                   | $i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$   |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}} = 10,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

### 6.1.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КСО

В ячейках КСО 298 устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10-400-0,5S/200-0,5/200-10P-УЗ. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на отходящей линии в КСО указаны в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока

| Условия выбора  | Расчетные параметры сети                           | Каталожные данные ТОЛ-10-400-0,5S/0,5/10P-УЗ                                 |
|---|--|--|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$                      | $U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$                 | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$   |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$                      | $I_{\text{max}} = 396 \text{ А}$                   | $I_{\text{max}} = 400 \text{ А}$   |
| $i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$                          | $i_{\text{у}} = 8,55 \text{ кА}$                   | $i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$   |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}} = 10,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

49

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 6.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 6.4).

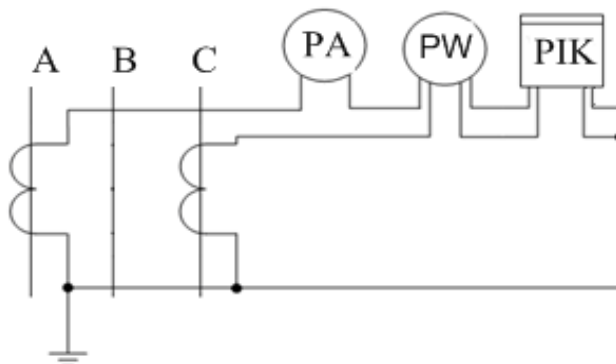


Рисунок 6.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 6.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

| Прибор                                | Тип           | Класс точности | Нагрузка фазы, ВА |   |     |
|---------------------------------------|---------------|----------------|-------------------|---|-----|
|                                       |               |                | A                 | B | C   |
| Амперметр                             | Э-335         | 1,0            | 0,5               | - | -   |
| Ваттметр                              | Д-335         | 1,5            | 0,5               | - | 0,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий АРМТ | 0,5            | 0,1               | - | 0,1 |
| Итого                                 |               |                | 1,1               | - | 0,6 |

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.5)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (6.6)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

50

где  $r_k$  – сопротивление контактов, Ом;

$z_{2ном}$  – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{гр} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{гр}} \quad (6.7)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

#### 6.1.4 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Таблица 6.5 – Технические характеристики трансформаторов тока нулевой последовательности

| Тип ТТ0           | d КЛ, мм2             | d ТТ0, мм2 | $U_{ном}$ , кВ | Коэффициент трансформации | Односекундный ток термической стойкости вторичной обмотки |
|-------------------|-----------------------|------------|----------------|---------------------------|---|
| ПС Паклинская-РТП |                       |            |                |                           |   |
| ТЗРЛ-100          | 80<br>(треугольником) | 100        | 0,66           | 470/1                     | 20  |
| РТП-ТП            |                       |            |                |                           |   |
| ТЗРЛ-70           | 65<br>(треугольником) | 70         | 0,66           | 470/1                     | 20  |
| ТП-ТП             |                       |            |                |                           |   |
| ТЗРЛ-70           | 60                    | 70         | 0,66           | 470/1                     | 20  |
| ТЗРЛ-70           | 60                    | 70         | 0,66           | 470/1                     | 20  |

#### 6.1.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейках типа КСО-217Z к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАМИТ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения [20]:

– главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро и взрывобезопасность;

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 51   |

– сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИТ;

– заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТНП, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

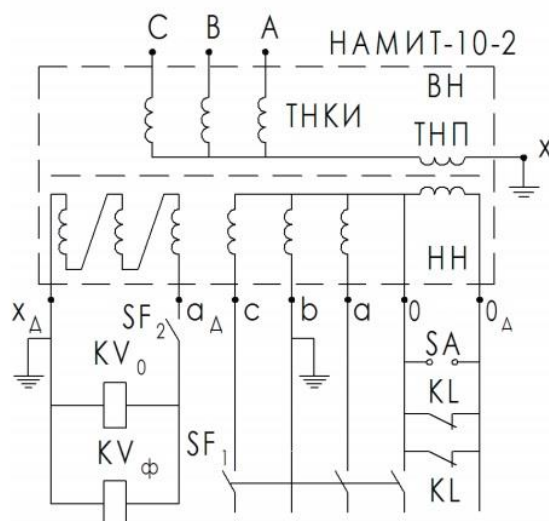


Рисунок 6.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

– имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (6.8)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (6.9)$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А ;

$S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

52

напряжения в заданном классе точности, В · А

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10УЗ [21] и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 6.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (6.8) – (6.9), устанавливаемых в ячейках КСО, представлен в таблице 6.6

Таблица 6.6 – Выбор трансформатора напряжения

| Прибор и место его установки                |                              | Тип                                   | Мощ-ть одной обм-ки, ВА | n обм-к | cos φ | sin φ | Число приборов | Общая мощность                |             |
|---|------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|---------|-------|-------|----------------|-------------------------------|-------------|
|   |                              |                                       |                         |         |       |       |                | $P_2$ , Вт                    | $Q_2$ , вар |
| PV  | Секция СШ                    | Э-335                                 | 2,0                     | 1       | 1,00  | 0,00  | 2              | 4                             | -           |
| PW  | Цепь ввода                   | Д-335                                 | 1,5                     | 2       | 1,00  | 0,00  | 1              | 3                             | -           |
| РК  | Цепь ввода и отходящих линий | Меркурий АРМТ                         | 3,0                     | 2       | 0,38  | 0,93  | 9              | 12                            | 16          |
| Итого                                       |                              |                                       |                         |         |       |       |                | 19                            | 16          |
| НАМИТ-10                                    |                              | Трехфазный трансформатор напряжения   |                         |         |       |       |                | $S_{2\Sigma} = 25 \text{ ВА}$ |             |
| $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$            |                              |                                       |                         |         |       |       |                |                               |             |
| $S_{2,\text{кл.т.чн.0,5}} = 200 \text{ ВА}$ |                              | $S_{2\text{ном}} = 200 > S_{2\Sigma}$ |                         |         |       |       |                |                               |             |

## 6.2 Выбор разъединителей

Разъединители применяют для отключения и выключения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_k = 2,31^2 \cdot (0,9 + 0,06 + 0,065) = 5,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор разъединителей представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.7 – Выбор разъединителей.

| Условия выбора [9]                               | Расчетные параметры сети                 | Каталожные данные РВЗ-10/630   |
|--|--|--|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$             | $U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$       | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$   |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$             | $I_{\text{max}} = 164 \text{ А}$         | $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$   |
| $i_d \geq i_y$                                   | $i_y = 5,25 \text{ кА}$                  | $i_d = 81,0 \text{ кА}$  |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$ | $B_k = 5,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Условия выполняются.

## 6.3 Выбор выключателей нагрузки.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 53   |



В целях снижения стоимости распределительных устройств 6-10 кВ подстанций вместо силовых выключателей небольшой и средней мощности можно применять выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников. Выбор выключателей нагрузки производится по тем же условиям, что и разъединители.

В качестве выключателей нагрузки рассматривается ВНА-Л-10/630 [15]

Таблица 6.8 – Выбор выключателей нагрузки

| Условия выбора [9]  | Расчетные параметры сети                          | Каталожные данные ВНА-Л-10/630  |
|---|---|---|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$                      | $U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$                | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$  |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$                      | $I_{\text{max}} = 164 \text{ А}$                  | $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$  |
| $i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$                          | $i_{\text{y}} = 5,25 \text{ кА}$                  | $i_{\text{д}} = 20 \text{ кА}$  |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$ | $B_{\text{k}} = 5,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Условия выполняются.

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (6.10)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,9 \text{ А.}$$

6.4 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 6.8.

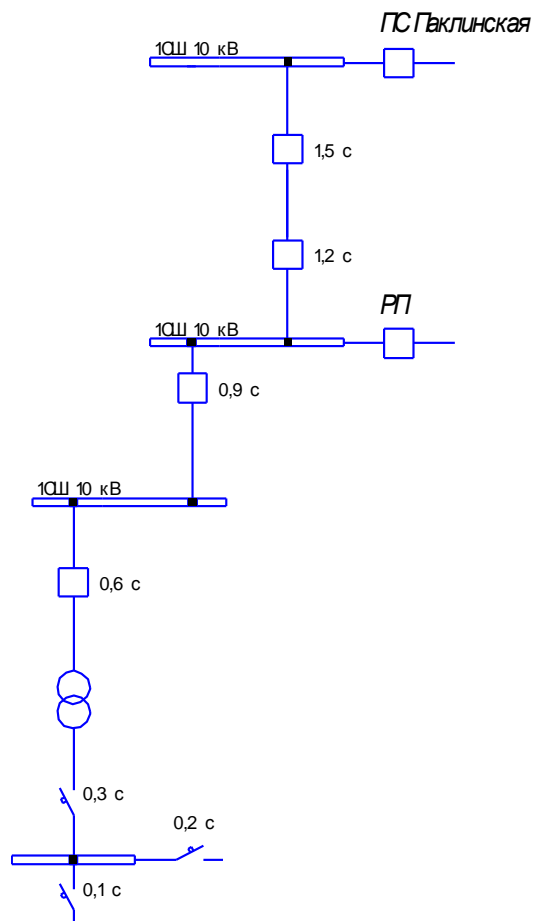


Рисунок 6.2 – Диаграмма селективности  
Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.11)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля [16 табл 2.72],  
 $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$  ;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$  .

$$F_{\text{т.с.}}^{\text{ТП}} = \frac{\sqrt{332,1 \cdot 10^6}}{65} = 280 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (6.11) представим в таблице 6.9.

Таблица 6.9– Проверка кабелей на термическую стойкость

| Начало и конец кабельной линии | $I_k$ , кА | $t_{\text{п.з.}}$ , с | $t_{\text{о.в.}}$ , с | $T_a$ , с | $B_k$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $C$ , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$ | $F_{\text{т.с.}}$ , $\text{мм}^2$ |
|--------------------------------|------------|-----------------------|-----------------------|-----------|--------------------------------------|---|-----------------------------------|
| ГПП – РТП                      | 14,30      | 1,5                   | 0,06                  | 0,065     | 332,1                                | 65  | 280                               |
| РТП – ТП1                      | 7,52       | 0,9                   | 0,06                  | 0,065     | 58,0                                 | 65  | 117                               |
| ТП2 – ТП2                      | 4,67       | 0,6                   | 0,06                  | 0,065     | 15,8                                 | 65  | 61                                |
| ТП3 – ТП3                      | 4,67       | 0,6                   | 0,06                  | 0,065     | 15,8                                 | 65  | 61                                |

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Окончательный выбор сечения кабельных линий с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания представлен в таблице 4.1.

### 6.5 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г. Ульяновск. В РУ 0,4 кВ принимаем к установке следующие типы шкафов:

- вводной типа ЩО-70;
- секционный типа ЩО-70;
- линейный типа ЩО-70.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.9.

Таблица 6.11 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

| Номер ТП | Место установки выключателя | $I_{утяж},$<br>А | $I_k,$<br>кА | $i_{уд},$<br>кА | Тип выключателя |
|----------|-----------------------------|------------------|--------------|-----------------|-----------------|
| ТП-1     | Вводной                     | 2536             | 21,6         | 48,7            | Э40В-4000УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1775             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
| ТП-2     | Вводной                     | 2029             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1420             | 21,6         | 48,7            | Э16В-1600УХЛ3   |
| ТП-3     | Вводной                     | 2029             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1420             | 21,6         | 48,7            | Э16В-1600УХЛ3   |
| ТП-4     | Вводной                     | 2029             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1420             | 21,6         | 48,7            | Э16В-1600УХЛ3   |
| ТП-5     | Вводной                     | 2536             | 21,6         | 48,7            | Э40В-4000УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1775             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
| ТП-6     | Вводной                     | 2029             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1420             | 21,6         | 48,7            | Э16В-1600УХЛ3   |
| ТП-7     | Вводной                     | 2029             | 21,6         | 48,7            | Э25В-2500УХЛ3   |
|          | Секционный                  | 1420             | 21,6         | 48,7            | Э16В-1600УХЛ3   |

### 6.6 Выбор ВРУ

При построении схемы питания жилых домов 17–25 этажей и более необходимо учитывать, что лифты, эвакуационное и аварийное освещение, огни светового ограждения, противопожарные установки являются электроприемниками 1-й категории по надежности электроснабжения. Для таких зданий применяются радиальные схемы с АВР на вводах, к силовым вводам присоединяются и противопожарные устройства, огни светового ограждения, эвакуационное и аварийное освещение. На рисунке 7.4 приведена схема электроснабжения жилого дома высотой 17 этажей и более.

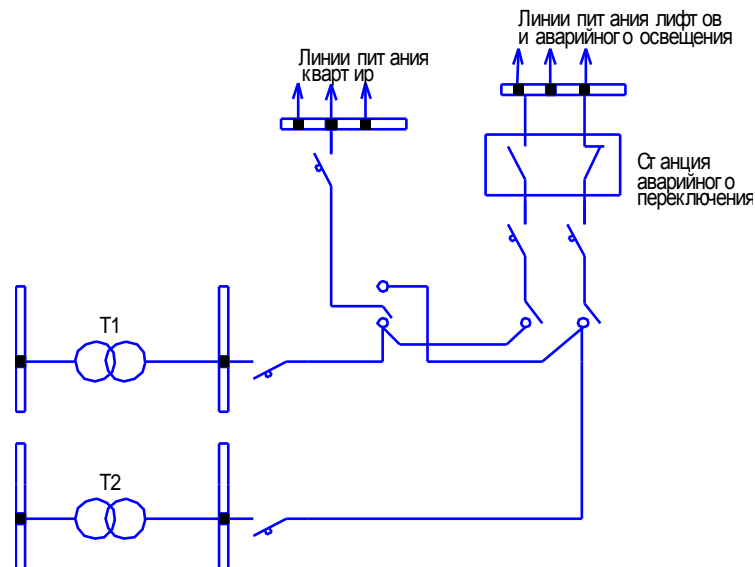


Рисунок 6.3 – схема электроснабжения жилого дома высотой 17 этажей и более

Согласно общепринятому своду правил, регулирующему проектировку и монтаж электроустановок зданий [1], на комплектацию ВРУ накладываются ограничения по максимальному амперажу ввода: он не может превышать 630 ампер. Кроме того, ток для отходящих линий не допускается выше 250 ампер. Ток ввода ГРЩ, в свою очередь, не ограничен правилами.

Нельзя забывать о том, что комплектация ВРУ предполагает наличие шин под напряжением, чувствительных приборов, ответственных аппаратов управления и устройств защиты линий от аварий. Поэтому для обеспечения надежности и безопасности агрегатов в течение всего срока службы на стадии их монтажа нужно придерживаться стандартных правил:

- залы, где расположены данные установки, должны быть сухими, в них должен отсутствовать риск подтопления;
- уровень защиты внешних оболочек панелей выбирается начиная от IP-31 и выше;
- помещения обязательно запираются на ключ, и лишь обученный персонал может иметь доступ к обслуживанию агрегатов;
- прокладка трубопроводов с горючими веществами или газами не должна иметь место в электрощитовых помещениях.

В качестве примера рассмотрим выбор автоматических выключателей для дома №64, расположенного по адресу улица Университетская набережная.

Условия для выбора автоматических выключателей представлены в таблице 6.11

Таблица 6.11 – Выбор вводных автоматических выключателей

| Защищаемый элемент | $I_{p,max}, A$ | $1,35 \cdot I_{p,max}, A$ | Выключатель | $I_{ном}, A$ | $I_{рас.номэ}, A$ |
|--------------------|----------------|---------------------------|-------------|--------------|-------------------|
| ВРУ-1.1            | 519,9          | 701,9                     | ВА88-32     | 630          | 800               |
| ВРУ-1.2            | 481,5          | 650,0                     | ВА88-32     | 500          | 800               |
| ВРУ-1.3            | 57,3           | 77,3                      | ВА88-32     | 63           | 80                |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

### 6.7 Выбор автоматических выключателей отходящих присоединений

Автоматические выключатели устанавливаются в электрическую цепь после вводного автоматического выключателя на отходящих кабельных линиях. Так как в щитках на площадке установлены автоматические выключатели 50 А, согласно следующей ступени селективности принимаем автоматические выключатели 63 А

#### Выводы по разделу 6

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 58   |

## 7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В соответствии с пунктами 4.33 и 4.44 ВСН-59-88 Электрооборудование жилых и общественных зданий:

- Для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки предусматриваться не должна.
- Для местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах (школы, детские ясли сады, предприятия торговли и общественного питания и другие потребители) компенсация реактивной нагрузки не должна предусматриваться.

В соответствии с Приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 N 49 О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии), предельное значение коэффициента реактивной мощности в сетях напряжением 0,4 кВ равно  $\text{tg}\varphi = 0,35$ .

Сравним предельное значение коэффициента реактивной мощности с расчетным.

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{2325}{7080} = 0,32 \quad (7.1)$$

Расчетное значение  $\text{tg}\varphi_p = 0,32 < \text{tg}\varphi = 0,35$ , следовательно устройства Компенсации не требуются.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 59   |

## 8. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ И СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-1000/0,4

### 8.1 Расчет выключателя QF4, кабельной линии КЛ 0,4 кВ.

Произведем выбор устройств релейной защиты для защиты отходящих линий от БКТП-3

Номинальный ток выключателя QF1 выбирается равным или больше максимального тока нагрузки

$$I_n \geq I_{\text{раб.макс.}}; \quad (8.1)$$

Где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки, А.

Для ВРУ1,

$$I_{\text{раб.макс}} = 88,6 \text{ А.}$$

Следовательно, по каталогу [18] Принимаем выключатель ВА88-33, с номинальным током  $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$ , номинальной предельной отключающей способностью при 400 В  $I_{\text{CU}} = 35 \text{ кА}$ , что является больше чем предельный ток трехфазного КЗ в месте установки выключателя  $I_{\text{КЗ5}}^{(3)} = 14,65 \text{ кА}$ . Выберем электромагнитный расцепитель, для управления выключателем.

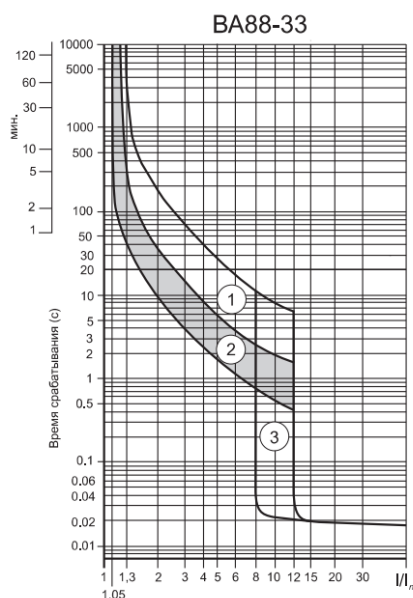


Рисунок 2.1 – Время-токовая характеристика срабатывания выключателя ВА88 с тепловым и электромагнитным выключателем.

1 – время-токовая характеристика холодного состояния;

2 - время-токовая характеристика нагретого состояния;

3 – зона срабатывания электромагнитного расцепителя сверхтока.

Номинальный ток ( тепловой расцепитель):

$$I_n = 100 \text{ А.}$$

Уставка электромагнитного расцепителя.

$$I_m = 10 \cdot I_n; \quad (8.2)$$
$$I_m = 10 \cdot 100 = 1000 \text{ А.}$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

60

Проверим коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя (токовой отсечки отсечки)

$$K_o = \frac{I_{кз5}^{(2)}}{I_m} \geq 1.1; \quad (8.3)$$
$$K_o = \frac{12674}{1000} = 12,6 \geq 1.1.$$

Условие выполняется

## 8.2 Расчет защиты сборных шин

Защита сборных шин выполнена с помощью секционного выключателя QF3 1 степень – защита от перегрузки.

Определим ток уставки электронного расцепителя

$$I_p^{расч} = k_p \cdot k_H \cdot I_{раб.макс}; \quad (8.4)$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{раб.макс} = \frac{0,7 * S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном}}; \quad (8.5)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$I_{раб.макс} = \frac{0,7 * 1000}{\sqrt{3} * 0,4} = 1011 \text{ А.}$$

$$I_p^{расч} = 1,1 * 1,1 * 1011 = 1210 \text{ А}$$

Принимаем выключатель Э16В – 1000 УХЛЗ с номинальным током  $I_{ном.ав.} = 1000 \text{ А}$ . Времятоковая характеристика автоматических выключателей серии Электрон представлена на рисунке 2.2

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 61   |



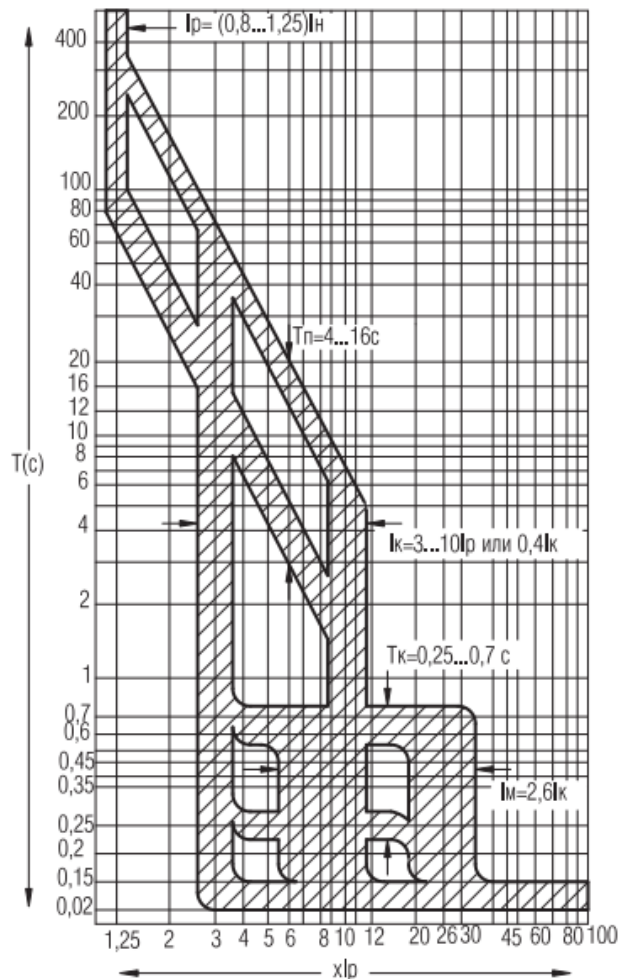


Рисунок 2.2 – ВТХ выключателей переменного тока с обратно зависимой от величины тока выдержки в зоне токов перегрузки.

Уставка номинального тока электронного расцепителя составляет

$$I_{p1} = 1.0 * I_{ном.ав}; \quad (8.6)$$

$$I_{p1} = 1.0 * 1600 = 1600 \text{ А}$$

Уставка по току электронного расцепителя при перегрузке

$$I_{п1} = 1.0 * I_{ном.ав}; \quad (8.7)$$

$$I_{п1} = 1,125 \cdot 1600 = 1800 \text{ А.}$$

По каталогу выбираем уставку по времени срабатывания расцепителя при перегрузке  $T_{п1} = 4$  с при  $6 I_p$ .

II ступень – селективная токовая отсечка с выдержкой времени.

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании с выдержкой времени по формуле

$$I_{к.расч.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.}; \quad (8.8)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

62

$$I_{к,расч.} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 1011 = 1277 \text{ А.}$$

Тогда уставка по току электромагнитного расцепителя при КЗ с выдержкой времени, I к

$$I_{к1} = 1,2 \cdot I_{р1}; \quad (8.9)$$

$$I_{к1} = 1,2 \cdot 1600 = 1920 \text{ А.}$$

По каталогу принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при коротком замыкании равной  $T_k=0,25$  с.

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{к}} \geq 1,5; \quad (8.10)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  - ток двухфазного замыкания в месте КЗ, кА

$$K_{ч} = \frac{20490}{1920} = 10,67 \geq 1,5;$$

Условие выполняется

3 ступень – мгновенная отсечка .

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времен.

$$I_{м,расч.} = 2,6 \cdot I_{к1} \quad (8.11)$$

$$I_{м,расч.} = 2,6 \cdot 1920 = 4992 \text{ А.}$$

Так как у автоматических выключателей серии «Электрон» уставка электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времени не имеет диапазонов и равна  $2,6 \cdot I_{к1}$ , то ток уставки принимаем равный расчетному.

Определим коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{к}} \geq 2,0, \quad (8.12)$$

$$K_{ч} = \frac{20490}{4992} = 4,10 \geq 2,0,$$

Условие выполняется.

Предельная отключающая способность выключателя должна быть больше максимального трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 63   |

$$I_{cu} \geq I_{кз}^{(3)}, \quad (8.13)$$

$$45 \text{ кА} \geq 24,18 \text{ кА.}$$

### 8.3 Расчет трансформатора на стороне 0.4 кВ

Релейная защита трансформатора со стороны 0,4 кВ выполнена с помощью вводного выключателя QF1

Защита от перегрузки ( 1 ступень)

$$I_p^{\text{расч}} = k_p \cdot k_H \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (8.14)$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.4 S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (8.15)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1.4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2023,12 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб.макс}}^{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 2023,12 = 2447 \text{ А}$$

Принимаем автомат Э40 В-250 УХЛЗ с  $I_{\text{ном.ав.}} = 2500 \text{ А}$

Уставка номинального тока электронного расцепителя:

$$I_{p2} = 1,25 \cdot I_{\text{ном.ав.}}; \quad (8.16)$$

$$I_{p2} = 1,25 \cdot 2500 = 3125 \text{ А.}$$

Уставка при электронного расцепителя перегрузке:

$$I_{п2} = 1,125 \cdot 3125 = 3516 \text{ А.}$$

По каталогу выбираем уставку по времени срабатывания расцепителя при перегрузке  $T_{п2} = 4 \text{ с}$  при  $6 \cdot I_p$

2 ступень – селективная токовая отсечка с выдержкой времени.

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании с выдержкой времени по формуле 8.8

$$I_{к.расч.} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 2023 = 2555 \text{ А.}$$

Уставка по току электронного расцепителя при КЗ с выдержкой времени, кратная номинальному току расцепителя составит по формуле 8.9 :

$$I_{к2} = 1,2 \cdot 2555 = 3066 \text{ А.}$$

По каталогу принимаем уставку  $T_k = 0,35 \text{ с}$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{20490}{3066} = 6,6 \geq 1,5.$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

Условие выполняется

### 3 Ступень Мгновенная токовая отсечка

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времени:

$$I_{\text{м.расч2}} = 2,6 \cdot 3066 = 7971,6 \text{ А.}$$

Так как у автоматических выключателей серии «Электрон» уставка электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании без выдержки времени не имеет диапазонов и равна  $2,6 \cdot I_{\text{к1}}$ , то ток уставки принимаем расчетному.

Определим коэффициент чувствительности по формуле (8.1)

$$K_{\text{ч}} = \frac{20499}{7971,6} = 2,5 \geq 2,0$$

Условие выполняется.

Предельная отключающая способность выключателя должна быть больше трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя.

$$I_{\text{си}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}, \\ 45 \text{ кА} \geq 24,18 \text{ кА.}$$

#### 8.4. Релейная защита трансформатора.

Согласно ПУЭ [10] для трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленные перегрузкой;

Соответственно устанавливаются следующие функции защит, выполняемые Орион-РТЗ [20]:

- токовая отсечка с контролем двух фазных токов с независимой выдержкой времени;
- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений как с независимой, так и с одним из пяти видов зависимых характеристик ток-время;
- защита от перегрузки с независимой характеристикой выдержки времени;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по току нулевой последовательности основной частоты 50 Гц с независимой характеристикой – исполнение внешнего сигнала аварийного отключения, защита от перегрева.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 65   |

#### 8.4.1 Защита от перегрузки по току

Степень защиты от перегрузки по току может действовать на сигнализацию, либо на отключение выключателя (защита), в зависимости от уставки. Степень имеет независимую характеристику выдержку времени, выполнена в двухфазном исполнении.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{(\text{перегруз})Q1} \geq \frac{K_{\text{н.о.}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{з.п.}} \cdot I_{\text{т.н.}}^{\text{ВН}}; \quad (8.17)$$

где  $K_{\text{н.о.}}$  – коэффициент надежности отстройки защиты;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата по току при срабатывании ТО и МТЗ;

$K_{\text{з.п.}}$  – коэффициент загрузки трансформатора двухтрансформаторной ТП в послеаварийном режиме;

$I_{\text{т.н.}}^{\text{ВН}}$  – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{(\text{перегруз})Q1} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,6 \cdot 57,8 = 103,8 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН должен быть согласован с нижестоящей защитой, т.е. с защитой от перегрузки автоматического выключателя QF1 на стороне 0,4 кВ ТП

$$I_{(\text{перегруз})Q1} \geq K_{\text{н.согл.}} \cdot I_{\text{С.П.ПРЕД}}^{\text{ВН}} = K_{\text{н.согл.}} \cdot \frac{I_{\text{перегруз}QF1}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (8.18)$$

где–  $K_{\text{н.согл}}$  коэффициент надежности согласования;

$I_{\text{С.П.ПРЕД}}^{\text{ВН}}$  – ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН трансформатора, приведенный к стороне ВН, А;

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора

$$I_{\text{с}} = I_{\text{перегруз}Q1} \geq 1,3 \cdot \frac{3125}{25} = 162,5 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока  $I_{\text{перегруз}Q1} = 162,5 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $T_{\text{перегруз}Q1}$  при токе  $I_* = 10 \cdot I_{\text{перегруз}Q1} = 1625 \text{ А}$ . Выдержки времени защиты трансформатора от симметричных перегрузок составляет  $T_{\text{перегруз}Q1} = 9 \text{ с}$  [10].

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент  $T_{\text{MS}}$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 66   |

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0.02} - 1]}{0.14} \quad (8.19)$$

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [(10)^{0.02} - 1]}{0.14} = 3,03.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_*=1,05$

$$T_{\text{с.отсечка}}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{ms}}{(I_*)^{0.02} - 1} = 434,5. \quad (8.20)$$

$$T_{\text{с.отсечка}}(10,5) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{(1,05)^{0.02} - 1} = 434,5.$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по формулам (8.17)–(8.20), сведены в таблицу 2.1.

| Выкл | Защита трансформатора ВН |                                     |            |            |                                 |                       |                      |                       |                      |
|------|--------------------------|-------------------------------------|------------|------------|---------------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
|      | Уставки времени          |                                     | Тип кривой | $T_{MS}^N$ | $T_{сз}$ , при разных $I_*$ , А |                       |                      |                       |                      |
|      | $T_{\text{перегруз.}}$   | $10 \cdot I_{\text{перегруз.}}$ , А |            |            | 1,05                            | 1,2                   | 3                    | 6                     | 10                   |
| Q1   | 9.0                      | 1625                                | SIT        | 3,03       | $\frac{434,5}{207,5}$           | $\frac{116,1}{237,1}$ | $\frac{19,1}{592,8}$ | $\frac{11,6}{1185,6}$ | $\frac{9,0}{1976,0}$ |

#### 8.4.2 Селективная токовая отсечка

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатор, а также от внешних КЗ, т.е. от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

– отстройки от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{\text{с.отсечка}Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{\text{пик}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}} \quad (8.21)$$

$$I_{\text{с.отсечка}Q1} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 57,8 = 119,68 \text{ А.}$$

;

– согласование с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{\text{с.отсечка}Q1} \geq K_{н.согл} \cdot I_{\text{с.со.пред}} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{sdQF1}}{K_{\text{ТН}}}; \quad (8.22)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

67

$$I_{\text{с.отсечка}Q1} \geq 1,3 \cdot \frac{3750}{25} = 195 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов.  $I_{\text{с.отсечка}Q1} = 195 \text{ А.}$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$T_{\text{с.отсечка} Q1} = t_{sd.QF1} + \Delta t \quad (8.23)$$

$$T_{\text{с.отсечка} Q1} = 0.3 + 0.3 = 0.6 \text{ с}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

Коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{\text{ч.с.отсечка}} = \frac{I_{\text{кз4}}^{(2)}}{I_{\text{с.отсечка.}Q1} \cdot K_{\text{ТН}}}, \quad (8.24)$$

$$K_{\text{ч.с.отсечка}} = \frac{20490}{195 \cdot 25} = 4,2 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{\text{ч.с.отсечка}} = \frac{I_{\text{кз5}}^{(2)}}{I_{\text{с.отсечка.}Q1} \cdot K_{\text{ТН}}},$$

$$K_{\text{ч.с.отсечка}} = \frac{12670}{195 \cdot 25} = 2,6 \geq 1,5.$$

Селективная токовая отсечка удовлетворяет требованиям чувствительности

#### 8.4.3 Максимальная токовая защита (МТЗ)

Максимальная токовая защита имеет как независимую, так и зависимую времятоковую характеристику. Тип зависимости ток-время ступени МТЗ задается с помощью уставки и может иметь 5 видов характеристик. Ступень МТЗ работает всегда только на отключение.

Ток срабатывания МТЗ выбирается наибольшим, исходя из следующих трех условий:

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора

$$I_{\text{МТЗ}Q1} \geq K_{\text{но}} \cdot I_{\text{кз4}}^{(3)}; \quad (8.26)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 68   |

$$I_{\text{МТЗ}Q1} = 1,15 \cdot \frac{24180}{25} = 1112,28 \text{ А.}$$

– отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора при его включении

$$I_{\text{МТЗ}Q1} \geq I_{\text{нам}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ТН}}^{\text{ВН}}; \quad (8.27)$$

$$I_{\text{МТЗ}Q1} \geq 3 \cdot 57,8 = 173,4 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов  $I_{\text{МТЗ}Q1} = 1112,28 \text{ А}$ .

МТЗ должна быть проверена по чувствительности к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты.

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{кз3}}^{(2)}}{I_{\text{с.отсечка } Q1} \cdot K_{\text{ТН}}} \quad (8.28)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{7800}{1112,28} = 7.$$

Результаты расчетов ВТХ Q1 представим в таблице 8.2

Таблица 8.2. Характеристики защит

| Выкл.,<br>Тип,<br>расцепитель | $I_{\text{раб.макс. А}}$ | Защита от<br>перегрузки     | Селективная токо-<br>вая отсечка |                           | Мгновенная токо-<br>вая отсечка |                                     |
|-------------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
|                               |                          | $I_{\text{перегруз, А/кА}}$ | $I_{\text{с.отсечка, А/кА}}$     | $T_{\text{с.отсечка, с}}$ | $I_{\text{МТЗ, А/кА}}$          | $I_{\text{кз3}}^{(3)} \text{ А/кА}$ |
| Выкл-ль<br>ВН Q1<br>Орион-РТЗ | 57,8                     | $\frac{162,5}{4,94}$        | $\frac{195}{7,41}$               | 0,6                       | $\frac{1112,28}{26,48}$         | $\frac{7800}{185}$                  |

#### 8.4.4 Защита от перегрева

Защиту от перегрева понижающего трансформатора осуществляют с помощью термосигнализатора на сигнал. Данная защита позволяет обнаружить, перегрев трансформатора путем измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ( $T_{s1} = 75^{\circ}\text{C}$ );
- уставка отключения ( $T_{s1} = 75^{\circ}\text{C}$ );

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки  $T_s$

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 69   |



В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы

защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием неисправности.

### 8.5 Релейная защита кабельной линии, питающей БКТП

Для защиты кабельной линии в ее начале установлено устройство защиты типа Орион-РТЗ, которое получает информацию от двух фазных трансформаторов тока. Выход устройства связан с соленоидом отключения выключателя Q2.

- от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту

#### 8.5.1 Максимальная токовая защита кабельной линии

Ток срабатывания мгновенной токовой защиты (МТЗ) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

- отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{\text{МТЗ}Q2} \geq K_{\text{но}} \cdot I_{\text{КЗ3}}^{(3)}; \quad (8.29)$$

$$I_{\text{МТЗ}Q2} \geq 1.15 \cdot 9000 = 10350 \text{ А}$$

- согласование с нижестоящей мгновенной токовой защитой выключателя Q1

$$I_{\text{МТЗ}Q2} \geq K_{\text{н.согл}} \cdot I_{\text{МТЗ}Q1}; \quad (8.30)$$

$$I_{\text{МТЗ}Q2} \geq 1.3 \cdot 1112 = 1445,6 \text{ А.}$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимаем  $I_{\text{МТЗ}Q2} = 10350 \text{ А}$ .

МТЗ должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты.

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ2}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}Q2}'} \quad (8.31)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 70   |

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{8870}{10350} = 0,85.$$

Что говорит о недостаточной чувствительности МТЗ при защите кабельно линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности ее использования.

### 8.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Орион-РТЗ (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{с.отсечкаQ2} \geq \frac{K_{но}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (8.32)$$

$$I_{с.отсечкаQ2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 150 = 192,5;$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии

$$I_{с.отсечкаQ2} \geq \frac{K_{но}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (8.33)$$

$$I_{с.отсечкаQ2} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 299 = 351,7 ;$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов  $I_{с.отсечкаQ2}=351,7$  А.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети.

$$K_{ч.с.отсечка} = \frac{I_{кз3}^{(2)}}{I_{с.отсечкаQ2}}, \quad (8.34)$$

$$K_{ч.с.отсечка} = \frac{7800}{351,7} = 22,17 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{ч.с.отсечка.рез} = \frac{I_{кз4}^{(2)}}{I_{с.отсечкаQ2}}, \quad (8.35)$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

$$K_{\text{ч.с.отсечка.рез}} = \frac{20500}{351,7 \cdot 25} = 2,33 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока  $I_{\text{с.отсечкаQ2}}=351,7$  А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $T_{\text{с.отсечкаQ2}}$  при токе

$$I_* = I_{\text{с.отсечкаQ2}} \cdot 10 = 3517 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (8.36)$$

$$T_{MS} = \frac{0,9(I_*) \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,3$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1,05$

По формуле (2.20):

$$T_{\text{с.отсечка}}(1,05) = \frac{0,14 \cdot 0,3}{(1,05)^{0,02} - 1} = 43,45.$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сведены в таблицу 8.3

Таблица 8.3 Защита трансформатора

| Выкл | Защита трансформатора ВН |                                    |            |            |                                 |                       |                     |                       |                      |
|------|--------------------------|------------------------------------|------------|------------|---------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|
|      | Уставки времени          |                                    | Тип кривой | $T_{MS}^N$ | $T_{сз}$ , при разных $I_*$ , А |                       |                     |                       |                      |
|      | $T_{\text{перезруз}}$    | $10 \cdot I_{\text{перезруз}}$ , А |            |            | 1,05                            | 1,2                   | 3                   | 6                     | 10                   |
| Q2   | 9.0                      | 3517                               | SIT        | 0,3        | $\frac{43,45}{25}$              | $\frac{116,1}{237,1}$ | $\frac{1,91}{1055}$ | $\frac{1,16}{2109,9}$ | $\frac{0,9}{3517,0}$ |

### 8.5.3 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Орион-РТЗ.

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 72   |
|     |      |             |       |      |                            |      |

Для кабеля марки АПвПг-10 3(1х240/50) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю  $I_{c0} = 12,68 \text{ А / км}$ . Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{033} = I_{c0} \cdot L \quad (8.38)$$

$$I_{033} = 12,68 \cdot 0,093 = 1,179$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = k_{н.с.} \cdot k_{бр} \cdot I_{033}; \quad (8.39)$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,179 = 3,537 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности по выражению

$$K_{ч.033} = \frac{I_{с.г}}{I_{сз}} = \quad (8.40)$$

$$K_{ч.033} = \frac{1,297}{3,537} = 0,36 < 1,5.$$

Что говорит о недостаточной чувствительности защиты от ОЗЗ кабельной линии и невозможности ее использования.

Выводы по разделу 9

В данном разделе произведены расчеты уставок защит с учетом селективности.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |

## 9 ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

В данном проекте были выбраны трансформаторные подстанции блочного типа, производства ООО «Модуль», г. Екатеринбург[12]. На рисунке 9.1 представлен план данной трансформаторной подстанции.

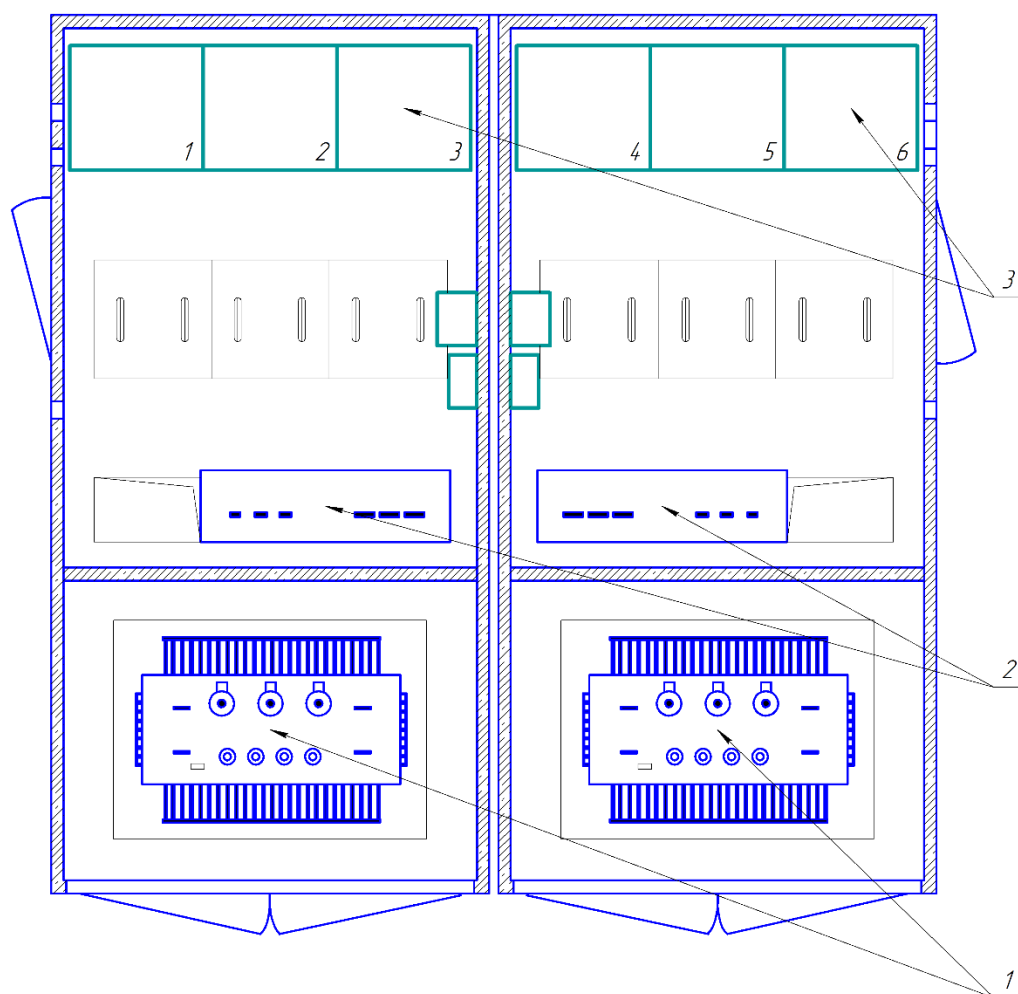


Рисунок 9.1 Общий вид трансформаторной подстанции, блочного типа:  
1. – Силовые трансформаторы ТМГ-1000 10/0,4; 2 – Шкафы низковольтного напряжения РШНН-01-02-1600; 3 – Распределительные устройства 10 кВ на базе КСО-366.

Трансформаторная подстанция – объект повышенной опасности с точки зрения поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо соблюдать правила технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

Под термином «электробезопасность» в соответствии с ГОСТ 12.1.009-76 [21], понимается система технических и организационных мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного, а также опасного воздействия электрического тока, электромагнитного поля и электрической дуги, статического и атмосферного электричества.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

74

Теоретическое обоснование и разработка такой системы и отдельных ее узлов - важная часть работ при проектировании объектов в любой отрасли народного хозяйства [21]. Согласно [10] электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;

### 9.1 Описание проектируемого объекта, как источника опасности для людей и окружающей среды

В выбранной трансформаторной подстанции [22] используются два силовых трансформатора ТМГ-1000/10/0,4( рисунок 9.1), распределительные устройства высокого (РУ-10 кВ) и низкого напряжения (РУ-0,4 кВ). В помещениях РУ-10 кВ и РУ-04 кВ имеются по 1 выхода, расположенные с торцов здания, выходы из камер силовых трансформаторов выполнены металлическими, с открывающимися наружу дверьми [12].

Распределительное устройство высокого напряжения 10 кВ укомплектовано камерами КСО-366 одностороннего обслуживания (рисунок 9.1).

РУ-0,4 кВ комплектуется панелями РШНН с автоматическими выключателями.

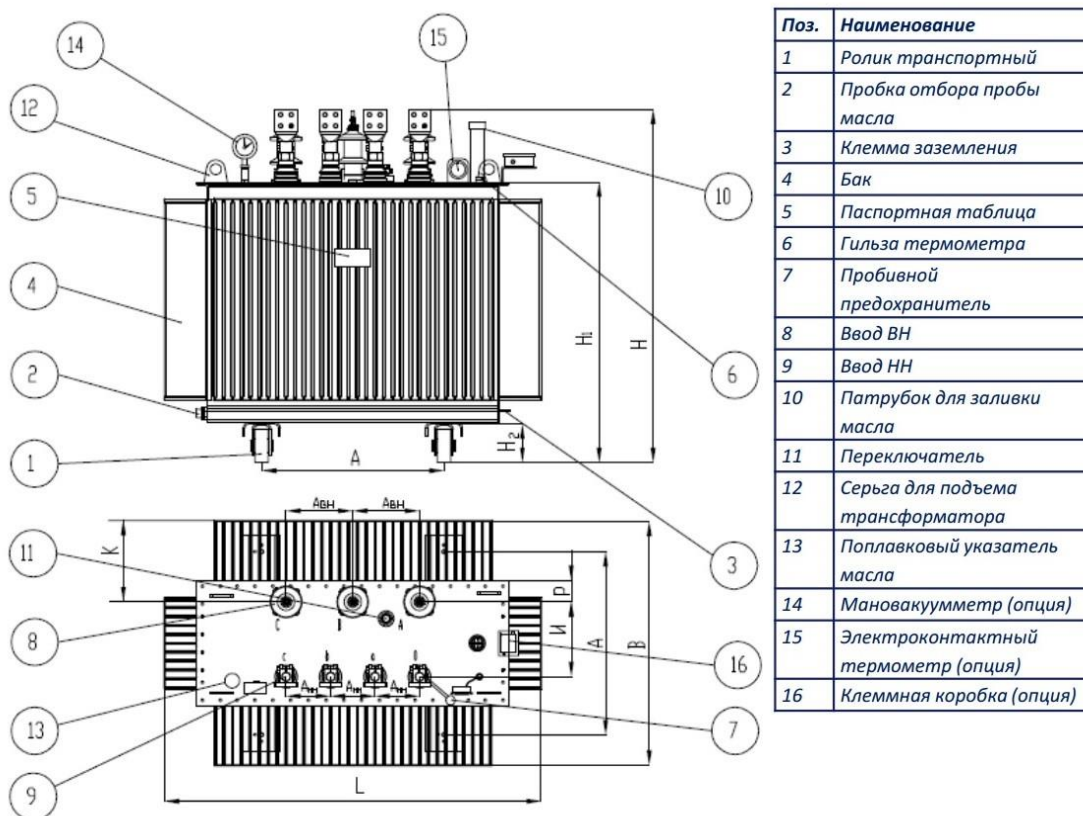


Рисунок 9.2 – Трансформатор масляный герметичный

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

75

Питание распределительного устройства 0,4 кВ (рисунок 10.4) выполнено от силовых трансформаторов 1000 кВА, подключенных через автоматический выключатель к щиту 0,4 кВ. С учетом загрузки трансформатора на 1,4 от номинальной величины выбрано сечение сборных шин щита 0,4 кВ с проверкой на динамическую и термическую устойчивость при 3-х фазном коротком замыкании.

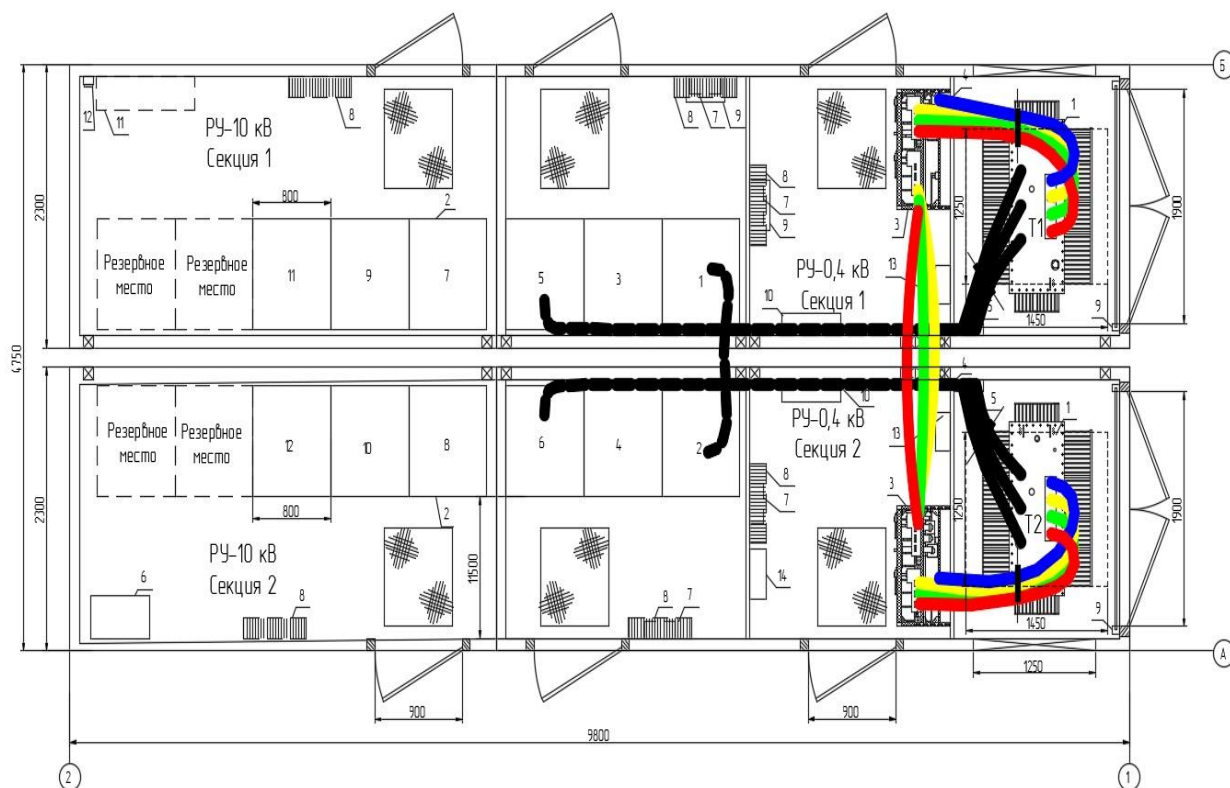


Рисунок 9.3 – План расположения оборудования и раскладки КЛ в БТП

## 9.2 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации

Местоположение ТП, согласно требованиям [2], определяется местоположением центра электрических нагрузок зданий, питающихся от соответствующей ТП, особенностями планировочных решений по микрорайону, маршрутами коммуникаций и розы ветров данного района. Размещение отдельно стоящих трансформаторных подстанций соответствует требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03 [23] в жилом микрорайоне, расстояние от них до общественных и жилых зданий принято не менее 10 м.

Оборудование ТП располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования. Вокруг устанавливаемых БТП существует охранная зона, показываемая в виде воздушного пространства (на высоту, соответствующую наивысшей точки подстанции), а также части поверхности участка земли.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

76

В охранных зонах запрещено осуществлять любые действия, которые могут привести к повреждению или уничтожению объектов электросетевого хозяйства, а также нарушить безопасную работу этих объектов и (или) повлечь причинение вреда здоровью граждан их жизни и имуществу. Привести к возникновению пожаров и повлечь нанесение экологического ущерба.

Основными источниками шума внутри квартала являются силовые трансформаторы, расположенные внутри БКТП [24].

Характерные для трансформаторов шумы – электромагнитный шум.

Уровень шума трансформатора при прохождении сертификации измеряется на предприятиях завода-изготовителя.

Это так называемый скорректированный уровень звуковой мощности ( $L_{PA}$ ) – нормированная величина шумовой характеристики. Зависящий от класса напряжения трансформатора, видов его охлаждения и типовой мощности.

Для трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 уровень звуковой мощности не должен превышать  $L_{PA} \leq 75$  дБА. При превышении данного параметра этот трансформатор должен быть выведен из работы и отправлен в ремонт.

Согласно рекомендациям завода-изготовителя, корпус БКТП для предотвращения вибрации, выставляется на заранее подготовленную площадку из армированного бетона.

При проектировании БКТП заводом-изготовителем предусматривается жесткое крепление трансформатора болтами к площадке, после его монтажа в помещении трансформаторного отсека БКТП.

Данные крепления должны проверяться на предмет протяжки болтового соединения при каждом профилактическом осмотре.

При невыполнении этих требований трансформатор может сместиться, что приведет к нарушению целостности присоединения шинопроводов к выводам трансформатора и созданию аварийных ситуаций.

В жилых микрорайонах при проектировании ТП необходимо предусмотреть ряд искусственных мероприятий по защите от шума, создаваемого масляными трансформаторами:

- высадка зеленых насаждений из быстрорастущих деревьев и кустарников, устойчивых к условиям воздушной среды в городах;
- экранирование БКТП.

### 9.3 Требования безопасности к устройству электроустановок (объектов системы электроснабжения), мероприятиям и выбору защитных мер по электробезопасности

Для защиты людей от электротравм, на стороне 10 кВ предусматривается заземление, на стороне 0,4 кВ – предусматривается защитное зануление. Эти мероприятия должны обеспечивать защиту людей от электротравм при прикосновении к металлическим токопроводящим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 77   |



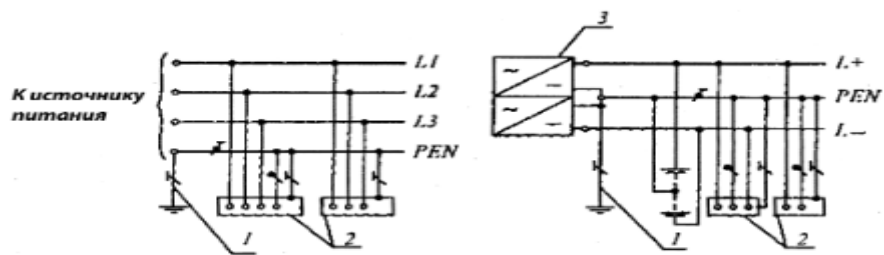


Рисунок 9.5 – Система TN-C переменного и постоянного тока.

1 – заземлитель нейтрали источника питания; 2 – открытые проводящие части; 3 – источник питания постоянного тока.

Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике.

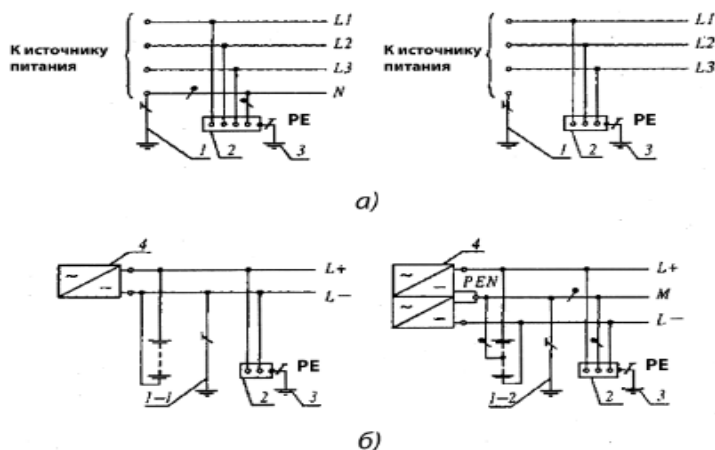


Рисунок 9.6 – Система TN-S переменного (а) и постоянного тока (б).

1 – заземлитель нейтрали источника переменного тока; 1-1 – заземлитель источника постоянного тока; 1-2 – заземлитель средней точки источника постоянного тока; 2 – открытые проводящие части; 3 – источник питания.

Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции соединены с заземлением.

Заземляющее устройство БКТП является общим для напряжений 10 кВ и 0,4 кВ. В любое время года сопротивление заземляющего устройства согласно [10] должно быть равным 4 Омам. Заземляющее устройство рассчитывается для БКТП привязанной к конкретным условиям эксплуатации. Окна и проемы соединены сваркой с внутренним контуром заземления, металлический каркас каждого модуля соединён сваркой с рамками окон и проемов. сами Все металлические токопроводящие части установленного внутри БКТП оборудования, которые могут оказаться под напряжением, присоединены к контуру заземления болтовым соединением или непосредственно сваркой. Так же

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

смонтирован внутренний контур заземления в самой БКТП, изготовленный из полос стали сечением 160 мм<sup>2</sup>.

В соответствии с требованиями в ТП предусмотрены две площадки для присоединения к внешнему контуру заземления. Нанесен знак «Заземление», выполненный и находящийся рядом с площадками. Защищаются и покрываются токопроводящей смазкой для защиты от коррозии все места присоединения.

Непосредственно к заземляющему устройству присоединены:

- нейтраль трансформатора на стороне НН (стальной шиной или медным проводником соответствующего сечения);
- корпус самого трансформатора (гибким проводником выполненным из меди сечением 25 мм<sup>2</sup>);
- все металлические части РУ ВН и РУ НН (гибким проводником выполненным из меди сечением 25 мм<sup>2</sup>).

На ячейках вводных РУ ВН и НН обозначены предусмотренные для присоединения переносного заземления места, необходимые для наладки и испытания эксплуатируемого оборудования.

Вся связанная между собой арматура оболочки БКТП выведена на закладную деталь, которая в свою очередь приварена к контуру заземления.

Согласно климатическим условиям и характеру грунта, где будет установлен БКТП, производится расчет контура заземления на соответствие нормам, [26].

Наибольший ток через заземление при однофазном замыкании на землю при напряжении 10 кВ, составит 5 А, грунт в месте сооружения – суглинок, климатическая зона 3, естественные заземлители не будут использоваться. При расчете будет использована методика по допустимому сопротивлению растеканию тока заземлителя. [25]

В качестве вертикальных заземлителей приняты стальные стержни диаметром 50 мм и длиной 2,5 м по рекомендациям, изложенным в Инструкции по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,5 м от поверхности земли. К ним будут приварены горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Для стороны 10 кВ сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 \leq \frac{U_p}{I_3}; \quad (9.1)$$

где  $U_p = 125$  В, т.к. заземляющее устройство будет использовано одновременно для установок напряжением до 1 кВ и выше;

$I_3$  – ток замыкания на землю, А.

$$R_3 \leq \frac{125}{5} = 25 \text{ Ом.}$$

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 79   |

Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1 кВ не должно быть больше 4 Ом. Поэтому расчетное сопротивление принято  $R_3 = 4$  Ом.

Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, будет намечено расположение заземлителей по периметру – 10 вертикальных электродов.

Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принято равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства:

$$R_{\text{и}} = R_3 = 4 \text{ Ом.}$$

Определены расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей, согласно Руководству по проектированию, строительству и эксплуатации заземлений в установках проводной связи:

$$\rho_{p.g.} = \rho_{\text{уд.}} \cdot \Psi_{n.g.}; \quad (9.2)$$

$$\rho_{p.v.} = \rho_{\text{уд.}} \cdot \Psi_{n.v.}; \quad (9.3)$$

где  $\rho_{\text{уд.}}$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$\Psi_{n.g.}$ ;  $\Psi_{n.v.}$  – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов, принятые для климатической зоны 3.

$$\rho_{p.g.} = 80 \cdot 1,4 = 112 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$\rho_{p.v.} = 80 \cdot 1,5 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа будет определено:

$$R_{o.v.э} = \frac{\rho_{p.v.}}{2\pi L} \cdot \left( \ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + L}{5t - L} \right), \quad (9.4)$$

где  $L$  – длина стержня, м;

$t$  – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

$d$  – диаметр стержня, мм.

$$R_{o.v.э} = \frac{120}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 2,5}{50 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,75 + 2,5}{5 \cdot 1,75 - 2,5} \right) = 36,8 \text{ Ом.}$$

Примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{\text{и.в.}} = 0,58$  (отношение расстояния между электродами и их длине), ориентировочное число вертикальных электродов в соответствии с планом объекта составляет 10.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 80   |

$$N = \frac{R_{o.г.э}}{K_{u.г} \cdot R_u}; \quad (9.5)$$

$$N = \frac{36,8}{0,58 \cdot 4} = 15,9$$

Принято к установке 16 заземлителей.

Определим расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_{p.г.э} = \frac{\rho_{p.г.}}{K_{u.г} \cdot 2\pi L} \cdot \ln \frac{L^2}{d \cdot t}; \quad (9.6)$$

где  $L$  – длина горизонтального электрода, м;

$K_{u.г}$  коэффициент использования горизонтальных электродов [8].

$$R_{p.г.э} = \frac{112}{0,5 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 30,3} \cdot \ln \frac{30,3^2}{0,05 \cdot 0,5} = 12,4 \text{ Ом.}$$

Необходимо уточнить сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{в.э} = \frac{R_{p.г.э} \cdot R_u}{R_{p.г.э} - R_u}; \quad (9.7)$$

$$R_{в.э} = \frac{12,4 \cdot 4}{12,4 - 4} = 5,91 \text{ Ом.}$$

Определено число вертикальных электродов при коэффициенте использования  $K_{u.в} = 0,58$  принятом при  $N = 10$  (исходим из условия уменьшения числа вертикальных электродов при учете проводимости горизонтальных электродов):

$$N = \frac{R_{o.в.э}}{K_{u.в} \cdot R_{в.э}}; \quad (9.8)$$

$$N = \frac{36,8}{0,58 \cdot 5,91} = 11,03$$

Окончательно принято к установке 12 вертикальных электродов, расположенных по контуру заземления ТП.

Проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии согласно [10] ( п.1.7.130)

Электрические сети напряжением 0,4 кВ, в городских условиях работающие с глухим заземлением, имеют кабельные линии, располагаемые между БКТП и зданиями и внутренние (внутридомовые) сети. Они будут иметь исполнение согласно ПУЭ – систему заземления TN-C-S, в которой нулевой рабочий и

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 81   |

нулевой защитный проводники совмещены частично. В электроустановках с данной системой заземления электробезопасность потребителя будет обеспечена не собственно системами, а устройствами защитного отключения (УЗО).

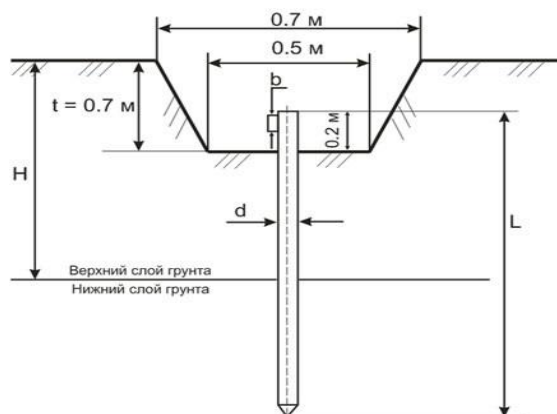


Рисунок 9.7 – Схема расположения вертикального заземления в грунте

Вследствие длительного опасного и вредного воздействия на людей электромагнитных полей могут появиться профессиональные заболевания, мерам по защите от которых уделяется особое внимание.

В БКТП применяются следующие способы и средства для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям [27]:

- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей;
- защитные оболочки.
- изоляция рабочего места;
- сверхмалое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты.

Таблица 9.2 – Плакаты, знаки безопасности, используемые в БКТП

|                 |  |   |
|-----------------|--|---|
| Запрещающий     |  | Вывешивается на на коммутационной аппаратуре до 1000 В (автоматах, рубильниках, выключателях), при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на рабочее место.                 |
|                 |  | Вывешивается на приводах, кнопках и ключах управления коммутационных аппаратов, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на кабельную линию, на которой выполняют работу. |
| Предупреждающий |  | Осторожно! Электрическое напряжение. Крепится на внешней стороне входных дверей.  |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

82

|              |   |   |
|--------------|---|---|
| Указательный |  | Вывешивается на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки. |
|--------------|---|---|

#### 9.4 Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок

Эксплуатация ТП должна выполняться в соответствии правилами технической эксплуатации электроприемников. Согласно нормам, все ТП (БКТП) комплектуются защитными средствами и медицинскими изделиями, предназначенными для оказания первой помощи работникам [28].

Все принятые в эксплуатацию средства защиты, подвергаются систематическим проверкам и испытаниям.

Наименование средств защиты применяемых на ТП и их количество приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Комплектация электротехническими средствами РУ-10/0,4 кВ

| Наименование средств защиты                             | Количество  |
|---|---|
| Изолирующая штанга (универсальная) 10 кВ                | 2 шт.   |
| Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги) | 1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии предохранителей данного класса напряжения). |
| Указатель напряжения 10 кВ и 0,4 кВ                     | 2 шт. на каждый класс напряжения  |
| Диэлектрические перчатки                                | Минимум 4 пары.   |
| Диэлектрические галоши                                  | Минимум 2 пары.   |
| Переносные заземления 10 кВ и 0,4 кВ                    |   |
| Защитные ограждения (ширмы и щиты)                      | 2 шт.   |
| Плакаты и знаки безопасности (переносные)               | 2 комплекта   |
| Противогаз изолирующий                                  | 2 шт.   |
| Защитные очки и щитки                                   | 2 шт.   |
| Диэлектрические коврики                                 | 2 шт.   |
| Ручной изолирующий инструмент                           | 2 комплекта   |
| Диэлектрические боты                                    | 2 шт.   |

Обслуживание БКТП и все связанные с ней работы выполняются оперативно-ремонтным или выездным персоналом. Оперативное управление выполняется диспетчерскими пунктами.

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|     |      |             |       |      |                            | 83   |

При выполнении многих видов работ, связанных с опасностью для жизни и здоровья людей, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Основой таких мероприятий является оформление работ специальным документом, нарядом-допуском или распоряжением.

При выполнении работ по распоряжению число работников, не должно быть больше трех. Если есть необходимость задействования большего количества лиц, то выполняемая работа производится по наряду-допуску.

Виды работ, выполняемых по наряду-допуску:

- неотложные работы, более 1 часа по времени, с участием более трех работников.;
  - работы на сборных шинах распределительных устройств, присоединениях, по которым возможна подача напряжения на сборные шины;
  - перекладка кабелей, если они находится под напряжением;
  - испытание электрооборудования, в том числе вне электроустановок с использованием передвижных испытательных установок;
  - работы требующие изменения технологической схемы или режима работы оборудования;
  - работы во вторичных цепях, при их расположении в распределительных устройствах в том числе в устройствах релейной защиты и автоматики;
  - обслуживание осветительных устройств, расположенных на потолке
- Список работ, проводимых в порядке текущей эксплуатации, для которых не требуется оформления каких-либо указаний, целевого инструктажа, допуска, дополнительных распоряжений:
- ремонт контакторов, пускателей, автоматических выключателей, пусковых кнопок, рубильников, щитов;
  - замена ламп, чистка светильников, ремонт осветительной арматуры, электропроводки;
  - смена предохранителей в сборках, щитах;
  - установка, снятие электросчетчиков, средств измерения, других приборов.
  - проверка отсутствия напряжения в осветительной цепи, коммутационной аппаратуре до 1000В;
  - замена пробочных предохранителей.

Все работы, выполненные в порядке текущей эксплуатации, должны записываться в оперативный журнал. При наличии вышестоящего работника из числа оперативного персонала, необходимо уведомить его о характере работы месте ее проведения, времени начала, окончания.

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины при переменном трехфазном токе должны быть обозначены:

- шины фазы А – желтым цветом;
- шины фазы В – зеленым цветом;
- шины фазы С – красным цветом.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 84   |

Проводники защитного заземления, а также нулевые защитные проводники в РУ-0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью, в том числе шины, должны иметь буквенное обозначение РЕ и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины желтого и зеленого цветов.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники должны обозначаться буквой N и голубым цветом. Совмещенные защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах.

#### 9.5 Требования к освещению

На ТП предусмотрено рабочее и ремонтное освещение. Рабочее освещение выполнено на напряжение 220 В. Ремонтное освещение на напряжение 36 В.

Светильники, как правило, должны обеспечивать освещение проходов между оборудованием и подсветку верхней зоны трансформаторов. Мощность светового потока может быть различна, в зависимости от светоотражения ТП и наполнения ее оборудованием.

Освещение запитывается от группового щитка, с возможностью его подключения от первой или второй секции шин 0,4 кВ. Питание ремонтного освещения осуществляется через понижающий трансформатор, который устанавливается на ТП и запитывается от щита собственных нужд.

#### 9.6 Молниезащита и защита от волн перенапряжения

Для того чтобы защитить обмотки силовых трансформаторов от волн перенапряжений, приходящих с линий 0,4 кВ на ТП устанавливают ограничители перенапряжений ОПН-10.

Так как ТП расположена в районе с интенсивностью грозовой деятельности 40-60 ч.

Ожидаемое количество поражений молнией в год определим по формуле:

$$N = [(S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2] \cdot n \cdot 10^{-6}; \quad (9.9)$$

где n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> поверхности земли в месте расположения здания ТП равное;

h – наибольшая высота здания равная 3,1 м;

L – длина здания равная 9,8 м.

S – ширина здания равная 4,75 м;

$$N = [(4,75 + 6 \cdot 3,1) \cdot (9,8 + 6 \cdot 3,1) - 7,7 \cdot 3,1^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,002$$

По устройству молниезащиты здания БКТП принадлежат ко II категории и зоны защиты Б.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 85   |



Для защиты ТП от прямых ударов молнии по периметру ее крыши выполняется молниеприемная сетка с 2-мя спусками, соединенными с наружным контуром заземления здания ТП. Шаг ячеек молниеприёмной сетки 6х6 м, ячейка выполнена круглой сталью диаметром 8 мм (круг В-8 ГОСТ 2590-88), узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуск молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления ТП выполнен круглой сталью диаметром 8 мм. До высоты 2 м спуски защищаются уголком, через каждые 0,5 м спуски крепятся к стене.

## 9.6 Пожаробезопасность в БКТП

Согласно ПУЭ, помещения ТП относятся к зонам классов П-1 (наличие трансформаторного масла с температурой вспышки выше 61 градуса цельсия).

По условиям пожарной безопасности здание ТП должно быть расположено не ближе 5м от жилых зданий.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов и распространения пожара, в ТП выполнены маслосборники и маслоотводы с соблюдением следующих требований:

- внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием;

- габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м;

- объем маслоприемника с отводом масла рассчитан на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор, и исключаяющего его переток.

В соответствии с ПУЭ и НПБ 110-03 в ТП 10(6)/0,4 кВ системы пожаротушения и пожарной сигнализации не предусматриваются. Все БКТП оснащаются углекислотными огнетушителями типа ОУ-2 и им подобными в количестве 2 шт.

Для предотвращения возникновения пожара в БКТП предусматриваются следующие решения и технические мероприятия [29]:

- сети и электрооборудование этих сетей при К.З. должны иметь достаточную термическую стойкость, а нагрузка в процессе эксплуатации не должны превышать допустимых пределов.

- все силовые трансформаторы ТМГ-1000/10/0,4 оборудуются газовой защитой, срабатывающей на отключение и сигнализацию.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

86

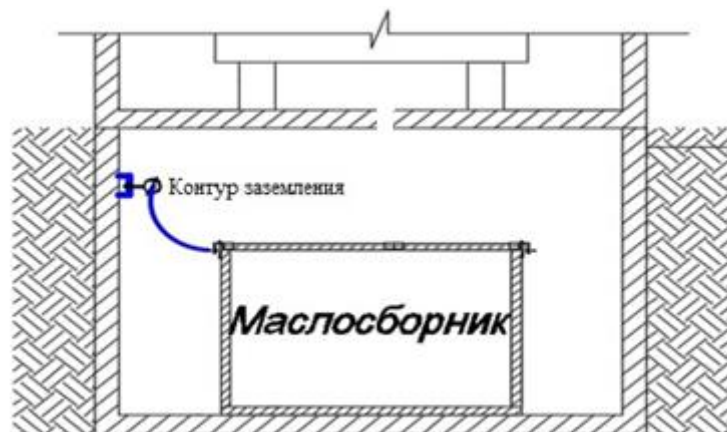


Рисунок 9.11 – Пример расположения маслосборника в ТП

### 9.7 Пылезащита и вентиляция в БКТП.

Пылезащита в БКТП выполнена путем покрытия потолка и стен, специальной краской, исключающей образования цементной пыли. Полы помещений в БКТП выполняются на одном уровне по всей ее площади. Конструкция полов так же исключает возможность образования цементной пыли.

Вентиляция помещений БКТП, в которых непосредственно находятся силовые трансформаторы обеспечивает отвод выделяемой ими теплоты в таких объемах, чтобы и при номинальной нагрузке и нагрузке с учетом перегрузочной способности, а также максимальной расчетной температуре окружающей среды, нагрев трансформаторов не превышал максимально допустимого, и составлял 95°C.

Вентиляция помещений трансформаторов выполнена таким образом, чтобы разность температур воздуха, входящего в помещения и выходящего из него, не превышала 15°C. При невозможности такого теплообмена при естественной вентиляции необходимо предусмотреть принудительную, при этом должен быть предусмотрен контроль ее работы с помощью сигнальных аппаратов.

Обмен воздуха в БКТП осуществляется через расположенные в верхней и нижней зонах трансформаторного отсека жалюзийные решетки. Обмен воздуха в отсеке распределительных устройств осуществляется за счет расположенных на разной высоте жалюзийных решеток. Для холодного периода предусмотрены специальные щиты на жалюзийные решётки, защищающие БКТП от попадания снега и обеспечивающие регулировку притока и оттока воздуха.

Для обеспечения надежной работы оборудования в зимнее время года, а также для комфортного пребывания обслуживающего персонала, в БКТП предусмотрена установка приборов обогрева ПЭТ в распределительном устройстве.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

## Выводы по разделу 9

В данном разделе были рассмотрены технические мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности при проектировании и эксплуатации электроустановки со всеми необходимыми требованиями.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 88   |

## 10 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данной части выпускной квалификационной работы следует доказать экономическую целесообразность одного из предложенных вариантов проектируемого электроснабжения, иными словами – определить, наблюдается ли положительный экономический эффект от проектируемой СЭС за приемлемые сроки.

Все необходимые расчеты проведены в пункте 4. Результаты расчетов сведены в таблицу 10.1

Вариант 1 – Радиальная схема.

Вариант 2 – Магистральная схема.

Таблица 10.1 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

| Вариант схемы | Капитальные затраты К, тыс. руб. | Приведенные капитальные затраты $\sum K_i E_i$ , тыс. руб./год. | Потери электроэнергии $\Delta A$ , МВт·ч/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год | Годовые приведенные затраты, тыс. руб./год |
|---------------|----------------------------------|---|--|--|--|
| I             | 1426,6                           | 264,9   | 21030  | 113,6  | 378,5                                      |
| II            | 3764,7                           | 704,2   | 18219  | 98,2   | 802,4                                      |

Использован критерий эффективности выбора

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot k_i + C_3 \rightarrow \min \quad (10.1)$$

### 10.1 SWOT-анализ вариантов электроснабжения.

Традиционно любой из двух вариантов схем электроснабжения характеризуется по принципу SWOT-анализа [30]. Для этого составляется матрица, в квадрантах которой производятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O) и угрозы существования (T) (таблицы 10.2 - 10.3):

Таблица 10.2 – SWOT-анализ первого варианта электроснабжения

| Радиальная схема   |  |
|--|--|
| S: 1) Высокая надежность схемы;<br>2) Меньшие токи в линиях  | W: 1) Большой объем элементов системы электроснабжения по стоимости;<br>2) Больше устройств защиты |
| O: 1) Привлечение большого количества монтажников для укладки кабельных линий, установки силовых трансформаторов и монтажа другого силового оборудования | T: 1) Высокие цены на оборудование;<br>2) Транспортировка оборудования                             |

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

89

Таблица 10.3 – SWOT-анализ второго варианта электроснабжения

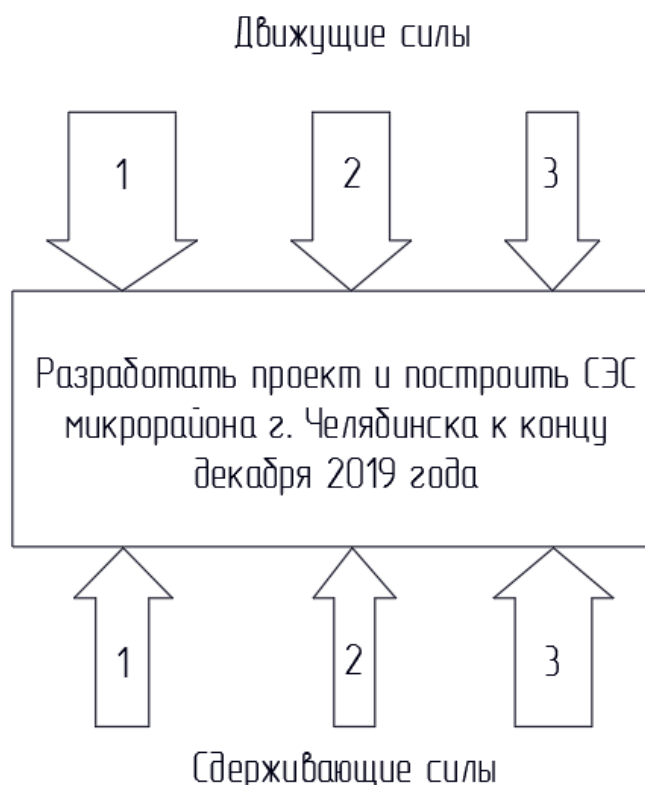
| Магистральная схема  |   |
|--|---|
| S: 1) Меньше капитальных затрат для элементов системы электроснабжения;<br>2) Малые потери в элементах сети                                      | W: 1) Низкая надежность электроснабжения          |
| O: 1) Привлечение более квалифицированных специалистов для расчета уставок защиты линий, силовых трансформаторов и другого силового оборудования | T: 1) Рост цен на оборудование;<br>2) Объем работ |

### Выводы по SWOT-анализу

SWOT-анализ показал, что для данного проекта предпочтителен вариант использования магистральной схемы, так как слабые стороны радиальной схемы гораздо существеннее.

### 10.2 Поле сил успеха проекта

Соотношение влияния движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, препятствующих, показано на рисунке 10.1 (мощность силы отражается ее толщиной). Поле сил характеризует организационную надежность состояния электроснабжения микрорайона, устойчивость и направленность его развития. Преобладания тех или иных сил определяет формулировки проблемы и целей.



| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

90

## Рисунок 10.1 – Поле сил проекта

Движущие силы:

1. Меньше капитальных затрат для элементов системы электроснабжения;
2. Малые потери в элементах сети
3. Привлечение более квалифицированных специалистов для расчета уставок защиты линий, силовых трансформаторов и другого силового оборудования

Сдерживающие силы

1. Низкая надежность электроснабжения
2. Объем работ
3. Рост цен на оборудование

Из рисунка 10.1 видно, что движущие силы преобладают над сдерживающими. Главной движущей силой является рост потребления электрической энергии в данном микрорайоне, наличие денежных средств на проектирование и строительство СЭС. А так как существующая СЭС была рассчитана на меньшие нагрузки, то возникает необходимость в создании новой СЭС. Наиболее мощной сдерживающей силой является сложность согласования проекта по стоимости материалов для строительства СЭС, так как для этого необходимо собрать разрешения многочисленных контролирующих органов, по опросным листам, по сметам.

### 10.3 План-график Ганта по реализации целей

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам работ при выполнении проекта. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

Отрезками прямых отражается весь цикл работ. Этапы работ могут выполняться как параллельно, так и последовательно.

Таблица 10.4 – План-график Ганта по реализации целей

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 91   |

| Этапы работы                  | Исполнитель                                | Кол-во исполн. | Продолжительность этапа, месяцы |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
|-------------------------------|--|----------------|---------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
|                               |  |                | 01                              | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 |
| 1. Проектирование СЭС         | Инженеры проект. от.                       | 2              | ■                               | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  |
| 2. Изучить рынок оборудования | Инженеры проект. от.                       | 2              | ■                               |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 3. Отбор подходящих рынков    | Инженеры ПТО                               | 2              |                                 | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 4. Изучение местности         | Инженеры геодезии                          | 1              |                                 |    | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| 5. Проверка проекта           | Инженеры ПТО                               | 1              |                                 |    |    |    |    |    |    | ■  |    |    |    |    |
| 6. Сметы и ППР, ПНР           | Сметно-дог-ой отдел<br>Инженеры эл.мех.лаб | 2              |                                 |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |    |    |
| 7. Согласование проекта       | Инженеры проект. от.                       | 1              |                                 |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  | ■  |
| 8. Строительство СЭС          | Главный энергетик                          | 20             |                                 |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |

- внутри коллектива должна соблюдаться четкая субординация;
- приоритетными являются обязанности, соответствующие специализации;
- квалификация специалиста определяет диапазон выполняемых им работ;
- при подобном типе организационной культуры преуспевают добросовестные и ответственные люди;
- основаниями для постановки задачи является распределение обязанностей и сфер ответственности за качество выполняемых работ;
- работа совершается с соблюдением договорных обязательств;
- решения об изменении внутри коллективной иерархии принимаются руководством на основании личного вклада в рабочий процесс.

#### 10.4 Дерево целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня или миссия электроснабжения микро-района делится на простые цели его подразделений и операционные цели его исполнителей. Дерево целей представлено на рисунке 10.2

## ДЕРЕВО ЦЕЛЕЙ ПРОЕКТА

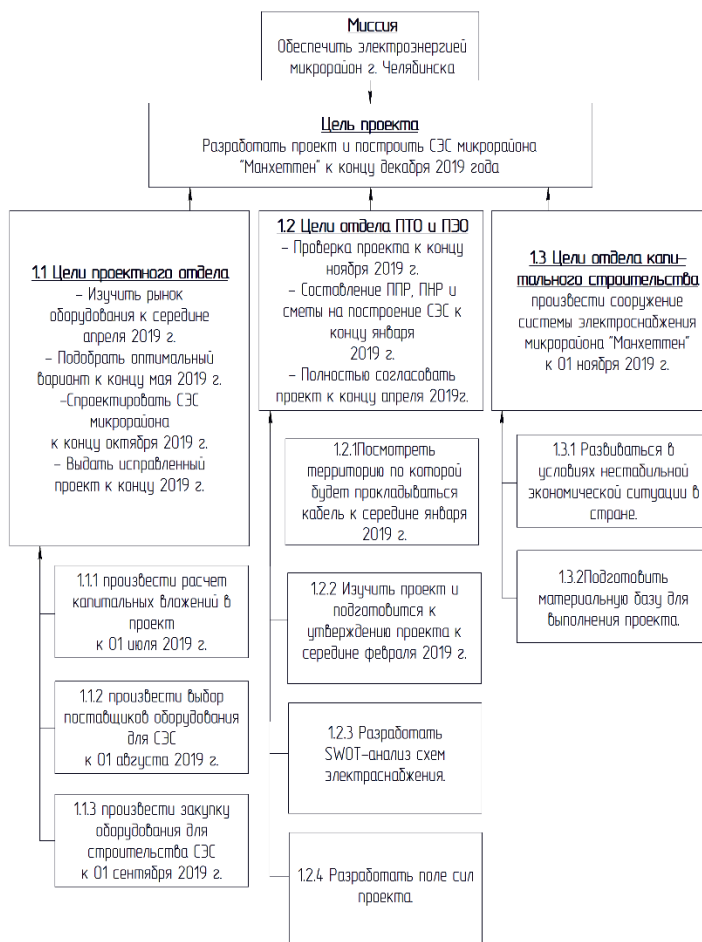


Рисунок 10.2 – Дерево целей проекта

### Выводы по разделу 10

В данном разделе составлено дерево целей проекта, проиллюстрированное планом-графиком Ганта. Также был проведен SWOT-анализ двух вариантов схем электропитания.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ

Лист

93



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему Электро-снабжение микрорайона г.Челябинска был произведен расчет электрических нагрузок на вводах в жилые и общественно-административные здания, расположенные на территории микрорайона, а также нагрузок уличного и внутриквартального освещения. Кроме того, определены мощности трансформаторных подстанций и их количество.

В связи с тем, что основную часть потребителей в микрорайоне составляют электроприемники II категории, трансформаторные подстанции приняты двухтрансформаторными.

Расчетным путем было определено, что для данного микрорайона наиболее выгодно применение шести трансформаторных подстанций мощностями 2x1000 кВА. С учетом допустимого коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, объекты электроснабжения в микрорайоне были распределены между принятыми трансформаторными подстанциями. Внутриквартальные трассы линий намечаются с учетом выбранного расположения зданий микрорайона. Эти трассы должны в основном располагаться вдоль контуров зданий, под пешеходными дорожками, по возможности, не пересекать зоны озеленения, спортивные и детские площадки и т.п.

Для питания электроприемников были выбраны кабельные линии, по соответствующим расчетным электрическим нагрузкам линий в нормальных и послеаварийных режимах работы на основе технических ограничений допустимого нагрева и допустимых потерь напряжения, а также с учетом применения минимальных сечений по условиям механической прочности (в условиях монтажа и эксплуатации).

Распределительная сеть среднего напряжения выполнена по магистральной схеме. Для сети 10 кВ выбран кабель марки ААШв (три одножильных кабелей с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена) сечением 70...240 мм<sup>2</sup>.

Все расчеты в выпускной квалификационной работе велись на основе нормативно-технической литературы.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 94   |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 31–110–2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.
2. РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» с изменениями и дополнениями, утвержденные Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Г.З. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ. - М.: Издательство МЭИ, 2002
4. Трансформаторы ТМГ <https://protransformatory.ru/vidy/transformator-tmg> дата обращения 10.18.
5. Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.– [http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07\\_1357743030.pdf](http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_1357743030.pdf) дата обращения 01.19
6. РД-153–34.0–03.301–00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий
7. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций/А.М. Ершов – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 221 с.
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий /Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
9. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 52 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [www.seogan.ru/Doc/PTEEP.doc](http://www.seogan.ru/Doc/PTEEP.doc).
11. Тарифы на передачу электроэнергии.– <http://www.mrsk-ural.ru/447>
12. Каталог ООО «Модуль», г. Екатеринбург - <http://bktp.ru/equipment/bktp/>. Дата обращения – 04.19.
13. Каталог камер КСО, Челябинского завода электрооборудования [https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery\\_kso/](https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/) . Дата обращения 04.19.
14. Таврида Электрик, каталог вакуумных выключателей [https://www.tavrida.com/upload/iblock/d2c/TER\\_VCB15\\_LD1\\_2\\_-Shell2\\_F\\_Technical\\_information.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/d2c/TER_VCB15_LD1_2_-Shell2_F_Technical_information.pdf)
15. Каталог выключателей нагрузки. Группа компаний КАЭЗ <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/razediniteli-visokovoltnie/vna-vikluchateli-nagruzki-visokovoltnie-na-nominalnoe-napryajenie-do-10kv-i-tok-do-630a/vna/142387>
16. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
17. Выключатели автоматические Электрон [https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron\\_ie\\_to.pdf](https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron_ie_to.pdf) дата обращения 02.19.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            | 95   |

18. Автоматические выключатели ВА88-35  
<https://www.elec.ru/files/2013/08/29/Vykljuchateli-avtomaticheskie-VA88-IEK.pdf>  
 дата обращения 04.19
19. Автоматические выключатели Электрон, «Контактор»  
[https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron\\_ie\\_to.pdf](https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron_ie_to.pdf) дата обращения 04.19
20. Руководство по эксплуатации «Орион-РТЗ»  
[http://www.elizpribor.ru/files/products/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-orion\\_rtz-redaktsiya-ot-03102017\\_.pdf](http://www.elizpribor.ru/files/products/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-orion_rtz-redaktsiya-ot-03102017_.pdf) дата обращения 05.19
21. ГОСТ 12.1.009-76 Электробезопасность. Термины и определения дата обращения 05.19
22. Письмо Госстроя СССР от 06.09.1990 N 14-Д. Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве (вместе с приложением к письму Минавтодора РСФСР ОТ 13.09.1990 N НА-4/230, приложением к письму Минавтодора РСФСР ОТ 10.09.1990 N НА-4/226). – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 6 с.
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» дата обращения 05.19
24. Основными источниками шума внутри квартала являются БКТП  
[https://vuzlit.ru/146611/istochniki\\_shuma](https://vuzlit.ru/146611/istochniki_shuma) дата обращения 05.19
25. А.М. Ершов Безопасность жизнедеятельности в примерах и задачах. Издательство ЧГТУ 1996
26. Расчет контура заземления подстанции 10/0.4  
[https://studbooks.net/1823855/matematika\\_himiya\\_fizika/raschet\\_zazemlyayuschih\\_u\\_stroystv\\_podstantsii\\_1004](https://studbooks.net/1823855/matematika_himiya_fizika/raschet_zazemlyayuschih_u_stroystv_podstantsii_1004) дата обращения 05.19
27. Способы и средства для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям <https://helpiks.org/2-58547.html> дата обращения 05.19
28. Нормы комплектации средствами защиты  
<https://labsiz.ru/normy-komplektatsii-sredstvami-zaschity> дата обращения 05.19
29. Технические мероприятия для предотвращения возникновения пожара в ТП [https://studopedia.ru/2\\_42378\\_meropriyatiya-po-predotvrashcheniyu-pozharov-i-vzrivov.html](https://studopedia.ru/2_42378_meropriyatiya-po-predotvrashcheniyu-pozharov-i-vzrivov.html) дата обращения 05.19
30. Экономика и управление предприятием: учебное пособие для практических занятий и самостоятельной работы студентов / К.В. Айхель, И.А. Соловьева – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 59 с.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2019.987.00.00 ПЗ | Лист |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      |                            |      |