

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Благовещенск  
в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская

Исполнитель

студент группы 942-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.С. Евтихова

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасности  
и экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Евтихова Ирина Сергеевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская  
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта сетей 35-110 кВ и ПС по городу Благовещенску, загрузка трансформаторов АмЭС 21.12.2022, план сетей 10 кВ города Благовещенска

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Реконструкция системы электроснабжение микрорайона города Благовещенска, проектирование питающая подстанция, расчет молниезащиты подстанции, расчет заземления подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической части, 37 таблиц, 7 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд. тех. наук

7. Дата выдачи задания 04.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы Юрий Викторович Мясоедов, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 114 с., 7 рисунков, 37 таблиц, 61 источник, 2 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Актуальность работы заключается в разработке реконструкции сетей электроснабжения части города Благовещенск в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская.

Цель бакалаврской работы была в проведении реконструкции системы электроснабжения части города Благовещенск в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская.

В результате были определены электрические нагрузки объектов, определено количество и место расположение источников питания, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектированы однолинейные схемы. Для подстанции были выбраны номинальные напряжения всех сторон, определены расчетные нагрузки, рассчитаны токи короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования, построена однолинейная схема ПС, выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС. Рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района размещения	10
2 Расчет электрических нагрузок	13
2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий	13
2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиям	17
2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий	18
2.4 Расчет осветительной нагрузки	20
3 Выбор номинального напряжения КТП и схемы электроснабжения	23
3.1 Выбор номинального напряжения	23
3.2. Выбор схемы электроснабжения	23
4 Проектирование низковольтного электроснабжения	24
4.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ	24
4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети	25
4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	27
4.4 Выбор числа и мощности ТП	28
4.5 Техничко-экономическое сравнение выбранных трансформаторов	30
4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ	31
5 Проектирование высоковольтного электроснабжения	35
5.1 Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву	35
5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	36
5.3 Распределительные пункты 6—10 кВ	38
6 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 35/10 кВ	39
6.1 Выбор силовых трансформаторов	39
7 Выбор однолинейных электрических схем распределительных устройств ПС 35/10 кВ	42

8	Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 35/10 кВ	44
8.1	Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции	44
8.2	Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП	50
8.3	Расчета токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	52
9	Выбор и проверка оборудования на подстанции 35/10 кВ	55
9.1	Определение максимальных рабочих токов на сторонах 35 и 10 кВ	55
9.2	Выбор типа распределительного устройства	56
9.3	Выбор и проверка выключателей	57
9.4	Выбор и проверка разъединителей	61
9.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	61
9.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	65
9.7	Выбор и проверка токоведущих частей	66
9.8	Выбор и проверка изоляторов	68
9.9	Выбор ОПН	71
9.10	Выбор и проверка ТСН	74
9.11	Выбор аккумуляторной батареи	75
10	Разработка молниезащиты и заземления ПС	80
10.1	Молниезащита КРУ 35 кВ ПС	80
10.2	Разработка заземления КРУ 35 кВ, и определение стационарного и импульсного сопротивления	81
11	Релейная защита и автоматика	87
11.1	Выбор системы оперативного тока	87
11.2	Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	88
11.3	Устройства автоматического включения резерва	91
12	Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР	92
13	Технические средства диспетчерского и технологического управления	93
14	Безопасность и экологичность	95
14.1	Безопасность	98
14.2	Экологичность	99
14.3	Чрезвычайные ситуации	104

Заключение	107
Библиографический список	108
Приложение А – Расчет нагрузок присоединений	115
Приложение Б – Нагрузки КТП	116

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Благовещенск — город в России, на границе с Китаем. Административный центр Амурской области и Благовещенского района, образует городской округ город Благовещенск. Население 241 437 чел. (2021). Расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи, в её устье. Единственный административный центр региона России, находящийся на государственной границе. На расстоянии 526 метров на правом берегу Амура находится район Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ. В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская.

С каждым годом темпы строительства наращиваются, застройщики представляют более расширенные планы застройки города. В связи с увеличивающимися темпами строительства жилых домов и общественных зданий города необходимо предусмотреть систему электроснабжения 0,4-10 кВ для строящихся объектов в районе города.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, так как значимость электроснабжения потребителей для Российской Федерации сложно переоценить и особо важное значение занимает создание надежной, экономичной, безопасной и экологичной системы электроснабжения.

Выпускная квалификационная работа содержит две главные цели:

1. Проектирование надежной и соответствующей современным требованиям системы электроснабжения с выбором числа и мощности трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей и остального требуемого оборудования.

2. Проектирование питающей подстанции, в которое входит выбор номинального напряжения всех сторон и соответствующие им схемы



распределительных устройств, выбор числа и мощности трансформаторов и основного оборудования, разработка молниезащиты и заземления.

В ходе работы были поставлены и решены следующие задачи:

1. Проектирование системы электроснабжение микрорайона города Благовещенска.
2. Проектирование питающая подстанция
3. Расчет молниезащиты подстанции
4. Расчет заземления подстанции

Графическая часть работы содержит 7 листов формата А1.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРОДА «БЛАГОВЕЩЕНСКА»

Планировка города прямоугольная, поквартальная – улицы ориентированы вдоль Амура и Зеи, численность населения на 1 января 2023 г. – 240,6 тыс. чел.

В состав ВЭРЭС Амурской области входит ЦЭРЭС Амурской области, который включает в себя основные энергообъекты:

- ПС 220 кВ Благовещенская,
- ПС 110 кВ Центральная,
- ПС 110 кВ Сетевая,
- ПС 110 кВ Тамбовка.

В ЦЭРЭС Амурской области мощность передается из ВЭРЭС Амурской области. Крупным потребителем в ЦЭР является КНР.

Из ВЭРЭС Амурской области мощность в ЦЭРЭС Амурской области передается по одной ЛЭП 110 кВ и четырем АТ 220/110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка;
- АТ-1 на ПС 220 кВ Хвойная;
- АТ-2 на ПС 220 кВ Хвойная;
- АТ-1 на ПС 220 кВ Благовещенская;
- АТ-2 на ПС 220 кВ Благовещенская.

Из ЦЭРЭС Амурской области передается мощность в КНР по одной ЛЭП 110 кВ — ВЛ 110 кВ Благовещенская — Хэйхэ.

В ЦЭРЭС Амурской области отсутствуют крупные промышленные предприятия, преобладает коммунально-бытовая нагрузка города Благовещенска и прилегающих к нему населенных пунктов. Большинство потребителей относится к 3 категории надежности.

Основным источником электроснабжения города Благовещенска является Благовещенская ТЭЦ.

Связь электрических сетей города с ОЭС Востока обеспечивается по ВЛ 220 кВ Амурская — Благовещенская № 1, № 2, ВЛ 220 кВ Благовещенская — Варваровка, с сетями прилегающего района – по двум ВЛ 110 кВ Центральная — Волково с отпайкой на ПС Владимировка, ВЛ 110 кВ Благовещенская — Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика.

Климат района носит муссонный характер. Влияние материка главным образом проявляется зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию района, обуславливая суровую и малоснежную зиму с преобладанием ясной погоды. Летом воздушные потоки проникают с Тихого океана, принося облачную и дождливую погоду. Весна и осень являются переходными периодами.

На рисунке 1, показано расположение Благовещенского района, в таблицу 1 внесены климатические условия [43].

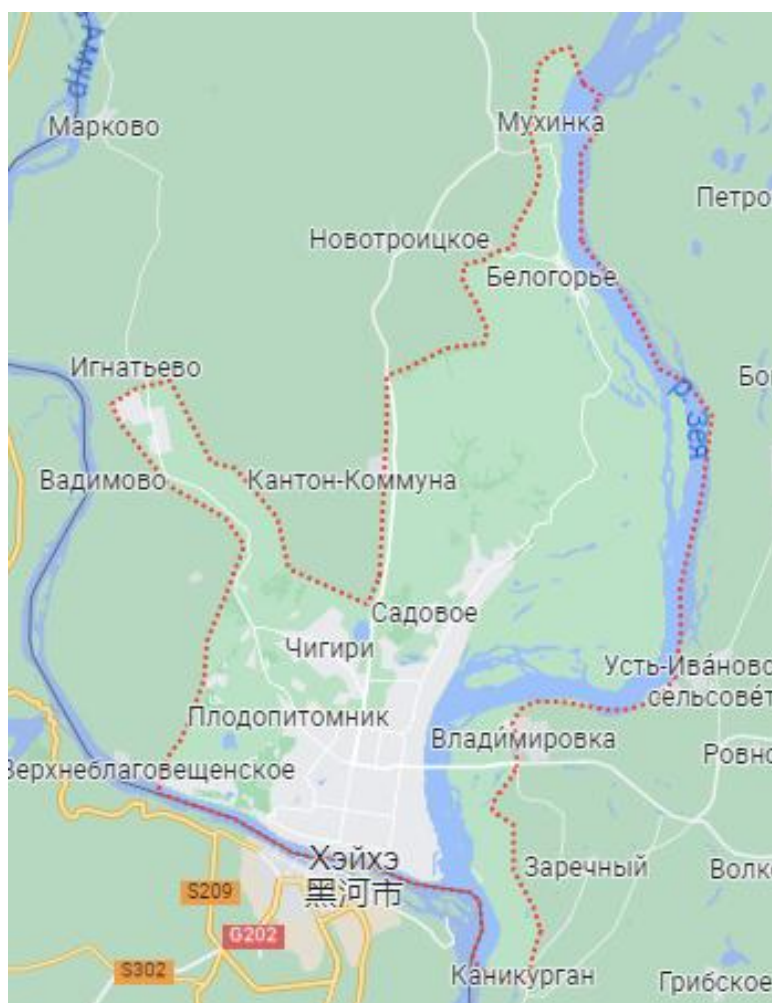


Рисунок 1 – Расположение Благовещенского района

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	18
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	15
Среднегодовая температура января, С	-28
Среднегодовая температура июля, С°	+20
Число грозových часов	От 20 до 40
Климатическая зона	III

Характеристики климатического района будут использованы в работе для выбора оборудования, проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для реконструкции системы электроснабжения выбран микрорайон города Благовещенска в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко – Зейская. Расположение зданий в выбранном микрорайоне представлена на рисунке 2.

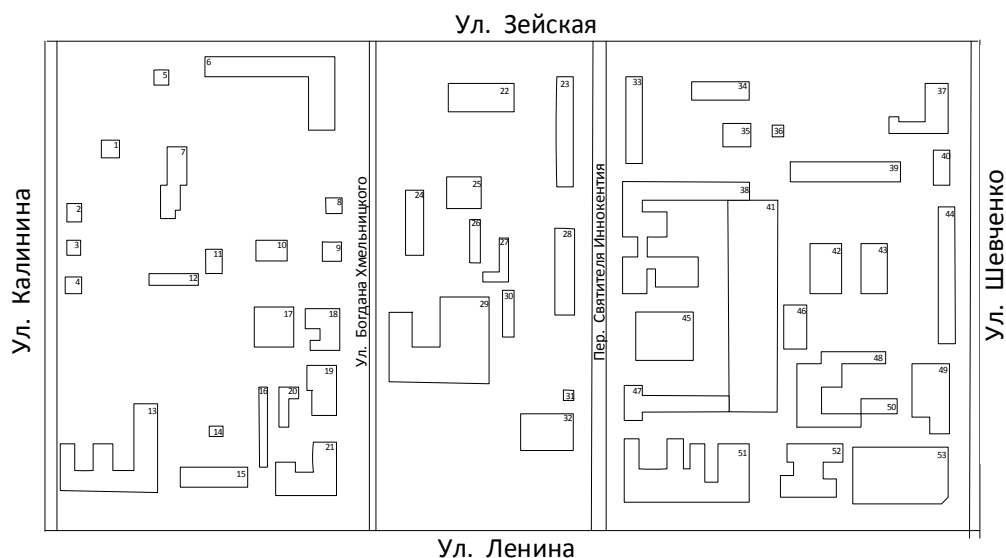


Рисунок 2 – Выбранный микрорайон для реконструкции электрических сетей

### 2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома[48]:

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

где  $p_{кв.уд}$  – удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв;

$n$  - число квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников  $P_c$ , приведенная к вводу жилого дома[48]:

$$P_c = P_{p.l\phi} + P_{c-m}, \quad (2)$$

Мощность лифтовых установок  $P_{p.l\phi}$  определяется по формуле:

$$P_{p.l\phi} = K_{c/l\phi} \sum_m P_{л\phi i}, \quad (3)$$

где  $K_{c/l\phi}$  – коэффициент спроса лифтовых установок;

$m$  – число лифтовых установок;

$P_{л\phi i}$  – установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств  $P_{c-m}$  определяется по их установленной мощности  $P_{c-m.y}$  и коэффициенту спроса  $K_{c.c.m}$  [48]:

$$P_{c-m} = K_{c.c-m} \cdot \sum_n P_{c-m.y}, \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не

учитывается. Расчетная электрическая нагрузка жилого дома  $P_{р.ж.д}$  определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{р.лф} + P_{с.т}), \quad (5)$$

Коэффициент участия в максимуме  $K_y = 0,9$ .

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома  $Q_{р.ж.д}$  определяется по формуле[31]:

$$Q_{р.ж.д} = P_{кв} \cdot tg\phi_{кв} + K_y \cdot P_c \cdot tg\phi_l \quad (6)$$

где  $tg\phi_{кв}$  и  $tg\phi_l$  – расчетные коэффициенты, которые принимаются по таблице 2.1.4 [48].

В качестве примера по формулам (1-6) будет рассчитана нагрузка жилого дома №23

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = 1,5 \cdot 450 = 675 \text{ кВт};$$

В доме 4 этажа, поэтому лифты не нужны.

Выбирается насос GMP G1Z/30 мощностью 0,55 кВт, для 100-ти квартир­ного дома нужно 5 двигателей. Коэффициент спроса равен 0,8. Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств:

$$P_{c-m} = 0,5 \cdot 5 \cdot 0,55 = 2,2 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = 0 + 2,2 = 2,2 \text{ кВт};$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{p.ж.д} = 675 + 0,9 \cdot 2,2 = 677 \text{ кВт};$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{p.ж.д} = 677 \cdot 0,29 = 196 \text{ квар};$$

Остальные нагрузки приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетные нагрузки жилых домов.

№	Кол-во кв.	$P_{уд}$	$P_{кв}$	$P_c$	$P_{ржд}$	$Q_{ржд}$
1	2	3	4	5	6	7
1 - 9	80	1,05	84	2,2	85,98	24,9342
10	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
19	350	1,5	525	2,2	526,98	152,8242
23	450	1,5	675	2,2	676,98	196,3242
24	300	1,5	450	2,2	451,98	131,0742
28	400	1,5	600	2,2	601,98	174,5742
33	450	1,5	675	2,2	676,98	196,3242
39	350	1,5	525	2,2	526,98	152,8242
42	150	1,5	225	2,2	226,98	65,8242



## 2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями.

Вместе с электроснабжением основных и электрических приемников от ввода 0,4 кВ в здании могут быть подключены электрические приемники встроенных объектов, таких как, магазины, офисные помещения. Эти потребители учитываются с использованием коэффициентов участия при максимальной нагрузке основного потребителя [31].

Данные по встроенным объектам отображены в таблице 2.

Таблица 2 – Встроенные объекты

№ на листе	Встроенные электроприемники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/условные единицы	$K_u$	$P_{\text{маг}}$	$P_{\text{ржд}}$
6	Магазин	м <sup>2</sup>	200	0,23	0,5	46	932,18
7	Магазин	м <sup>2</sup>	100	0,23	0,5	23	620,68
21	Магазин	м <sup>2</sup>	100	0,23	0,5	23	463,48
22	Магазин	м <sup>2</sup>	150	0,23	0,5	34,5	469,23
44	Магазин	м <sup>2</sup>	100	0,23	0,5	23	613,48

Расчётная нагрузка встроенного объекта в доме:

$$P_{об} = P_{об.уд} \cdot S, \quad (7)$$

где  $P_{об.уд}$  – удельная расчётная нагрузка объекта, кВт;

$S$  – площадь,  $\text{м}^2$ .

Нагрузка жилого дома с встроенным потребителем:

$$P_{p.ж.д.общ.} = P_{p.ж.д.} + \sum_1^n k_y P_{об}, \quad (8)$$

где  $K_y$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников.

Рассчитаем нагрузку для магазина:

$$P_{mag} = 0,23 \cdot 100 = 23 \text{ кВт};$$

Для жилого дома №6 со встроенным магазином рассчитаем расчетную нагрузку:

$$P_{p.ж.д.общ.} = 263,6 + 0,5 \cdot 23 = 286,6 \text{ кВт};$$

### **2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.**

Укрупнено расчетные нагрузки общественных зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок. Для предприятий общественного питания, гостиниц, школ и детских садов удельная нагрузка  $P_y$  приводится в расчете на 1 человека[48].

$$P_{з\partial} = p_{уд} \cdot M, \quad (9)$$

где  $p_{уд}$  – удельная расчетная нагрузка электроприемников;

$M$  – количественный показатель.

Для примера рассчитаем нагрузку школы площадью 600 м<sup>2</sup>.

$$P_{з\partial} = 0,13 \cdot 600 = 78 \text{ кВт};$$

Остальные расчеты приведены в таблицы 3.

Таблица 3 - Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Здание	Посещаемость, чел/площадь, м <sup>2</sup>	Удельная нагрузка, кВт/ед	Мощность, кВт
1	2	3	4
Гараж	10	1	10,00
Гараж	10	1	10,00
Школа	600	0,13	78,00
Гараж	8	1	8,00
Гараж	8	1	8,00
Административное здание	300	0,13	39,00
Административное здание	200	0,13	26,00
Гараж	10	1	10,00
Гараж	8	1	8,00
Гараж	8	1	8,00
Гараж	8	1	8,00
Гараж	6	1	6,00
ЗАГС	300	0,13	39,00
Административное здание	800	0,13	104,00
Гараж	8	1	8,00

1	2	3	4
Гараж	6	1	6,00
Административное здание	700	0,13	91,00
Административное здание	300	0,13	39,00
Административное здание	200	0,13	26,00
Административное здание	200	0,13	26,00
Административное здание	300	0,13	39,00
Кафе	300	0,55	165,00
Автомойка	100	0,13	13,00
Музей	400	0,13	52,00
Клуб	300	0,13	39,00
Кафе	200	0,55	110,00

#### 2.4 Расчет осветительной нагрузки.

Удельная нагрузка для расчета наружного и внутриквартального освещения зависит от категории улиц, которая принимается в зависимости от градостроительства по нормативным данным. Заносим в таблицу данные для расчета уличного освещения[31].

Таблица 4 – Данные для расчета уличного освещения

Улица	Категория	Длина улицы, км	Длина улицы на плане, см	Удельная нагрузка, Вт/км
Ленина	А	0,603	12	30
Зейская	Б	0,603	12	30
Калинина	А	0,253	6	30
Богдана Хмельницкого	Б	0,253	6	30
Святителя Иннакентия	В	0,253	6	30

Для уличного и внутриквартального освещения используем светильники с лампами ДРЛ ( $\cos \varphi = 0,85$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$ ).

Активная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт, определяется по формуле[29]:

$$P_{p.y.o} = \sum_{i=1}^n P_{уд.y.o.i} \cdot l_y, \quad (9)$$

где  $P_{уд.y.o.i}$  – удельная нагрузка  $i$ -ой улицы, кВт/км;

$l_y$  – длина  $i$ -ой улицы, км.

$$P_{p.y.o} = 30(0,253 \cdot 5) = 37,95 \text{ кВт};$$

Активная расчетная нагрузка внутриквартального освещения, кВт, определяется по формуле[31]:

$$P_{p.вн.кв} = P_{уд.вн.кв} \cdot F_{мкр}, \quad (10)$$

где  $P_{уд.вн.кв}$  – удельная нагрузка внутриквартального освещения, кВт/га, принимается равной 1,2 кВт/га;

$F_{мкр}$  – площадь микрорайона, га.

По проекту площадь микрорайона составляет 0,116 км<sup>2</sup>.

$$P_{p.vn.kv} = 1,2 \cdot 0,116 = 0,2 \text{ кВт};$$

Расчетная активная нагрузка освещения микрорайона, кВт:

$$P_{p.o.mkr} = P_{p.y.o} + P_{p.vn.kv}, \quad (11)$$

$$P_{p.o.mkr} = 37,95 + 0,2 = 38,15 \text{ кВт};$$

## 3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор номинального напряжения

При выборе номинального напряжения высокой стороны трансформаторных подстанций рассматриваются классы напряжений 6 и 10 кВ. За многолетний опыт эксплуатации этих классов напряжений установлено, что сети 10 кВ более предпочтительны с экономической точки зрения [38], следовательно, при проектировании системы электроснабжения будем использовать напряжение высокой стороны КТП 10 кВ.

### 3.2 Выбор схемы электроснабжения

Основываясь на том, что объект электроснабжения относится к первой категории по надежности и вследствие его высоких электрических нагрузок, то для его питания рационально будет предусмотреть радиальную схему электроснабжения подстанций, обеспечивающую наибольшую надежность питающих объектов [38].

ПС напряжением 10/0,4 кВ лучше выбирать комплектными, так как они просты в монтаже и удобны при эксплуатации.

Подведем итог раздела: для электроснабжения района будут использоваться КТП, подключенные к РП по радиальной схеме, посредством двух кабельных линий 10 кВ.

## 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1. Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ.

Задача построения электрической сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием схемы является ее экономичность по затратам на сооружение и эксплуатацию и по расходу цветного металла. Также должно уделяться внимание удобству эксплуатации, надежности схемы и ее простоте. Иногда эти требования превалируют над требованиями экономичности. Т.е. схема должна строиться таким образом, чтобы поврежденный участок сети легко обнаруживался и заменялся, чтобы при этом отключалось как можно меньшее количество потребителей. Оценка и выбор схемы могут производиться только по совокупности всех показателей, применительно к конкретным условиям сооружаемой установки. Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4 кВ: петлевая; кольцевая; лучевая; радиальная и др.

Секции шин или линии в нормальном режиме работают отдельно, а в случае повреждения одной магистрали, все электроприемники переключаются на магистраль, оставшуюся в работе, как правило, автоматически или дежурным персоналом вручную. В отличие от радиальной схемы, магистрали позволяют лучше загрузить при нормальном режиме кабели, сечение которых выбирается по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме, а также позволяют уменьшить число отходящих линий от ТП и т.д.

Для распределительной сети 0,4 кВ выбирается лучевая схема, представленная на рисунке 3.



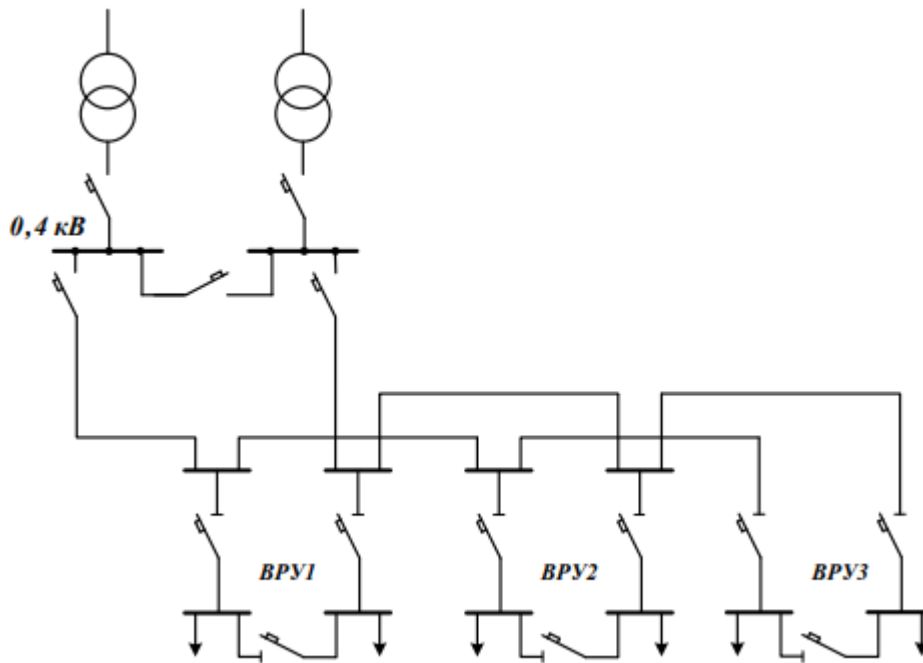


Рисунок 3 - Двухлучевая схема

#### 4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети.

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяются по экономическим интервалам и длительной расчетной нагрузке.

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним рабочего тока, значение которого при равномерной нагрузке фаз определяется по формулам[31]:

$$I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \phi \cdot n}, \quad (12)$$

По расчетному току нагрузки выбирается сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительным расчетным током равным[28]:

$$I_p \leq \frac{I_{\text{дон}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (13)$$

где  $I_{\text{дон}}$  – длительно допустимый ток по условиям нагрева ток кабеля;

$K_1$  – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1;

$K_2$  – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах;

$K_3$  – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

В качестве примера по формулам (12) и (13) будет произведен выбор сечения кабеля для дома №23.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{676,98}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9438 \cdot 2} = 544,9 \text{ А};$$

Выбираем сечение  $400 \text{ мм}^2$ , его длительно допустимый ток 601 А[32].

Проверяем сечение по длительно допустимому току по условиям нагрева кабеля:

$$540 \leq \frac{544,9}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 601 \text{ А};$$

Условие выполняется. Выбираем кабель АВВГ 4х400.

Остальной расчет приведен в приложении А.

### 4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП.

Расчет суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки и, по отношению к этому потребителю, нагрузки остальных потребителей вводятся соответствующим коэффициентом участия, т.е. совмещенный максимум будет равен[31]:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot P_i, \quad (14)$$

где  $P_{\text{макс}}$  – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$k_{\text{у.м.}i}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности[31].

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot Q_i, \quad (15)$$

Для выбранного района также, как и в настоящее время питание будет осуществляться от семи КТП распределение потребителей и мощности нагрузки КТП приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Разделение потребителей по КТП

№ КТП	Потребители на плане	P, кВт	Q,кВар	S,кВА
1	2	3	4	5
КТП №1	1-10	2307	669	2402
КТП №2	11-21	1249	362	1300
КТП №3	22-27	1637	475	1705

1	2	3	4	5
КТП №4	28-32	701	203	730
КТП №5	33-40	1505	436	1567
КТП №6	41-48	1040	301	1083
КТП №7	49-53	379	109	394

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом[33]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (16)$$

Для примера будет рассчитана нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, от которых питается дом 6 на плане со встроенным магазином.

$$P_{\Sigma} = P_{нагр} = 2307 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{нагр} = 669 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{2307^2 + 669^2} = 2402 \text{ кВА};$$

#### 4.4 Выбор числа и мощности ТП.

Для потребителей II и III категории в зависимости от величины расчётной нагрузки могут применяться трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. В крупных городах, при многоэтажной застройке и большой плотности нагрузки применяются двухтрансформаторные КТП. Количество и мощность потребителей подключенных к КТП берем из пункта выше[31].

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N_T \cdot k_3}, \quad (17)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$k_3$  – коэффициент загрузки, который принимается равным 0,7[48].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{нр} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{2 \cdot S_{Тном}}, \quad (18)$$

$$K_3^{пр} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{S_{Тном}}, \quad (19)$$

Для примера выбирается трансформатор для ТП, от которого питается дом со встроенным магазином №6 на плане.

Расчетная нагрузка:

$$S_p = \frac{\sqrt{2307^2 + 669^2}}{2 \cdot 0,7} = 1716 \text{ кВА};$$

Выбираем ТСЗ-2000/10. Проверяем по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{2307^2 + 669^2}}{2 \cdot 2000} = 0,6;$$

$$K_3^{HP} = \frac{\sqrt{2307^2 + 669^2}}{1 \cdot 2000} = 1,2;$$

Условия выполняются.

Расчет мощности трансформаторов для остальных КТП приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Трансформаторы КТП

№ КТП	Марка ТР	Мощность ТР кВА	Загрузка при работе 2-х ТР	Загрузка при работе 1 ТР
КТП №1	ТСЗ-2000/10	2000	0,6	1,2
КТП №2	ТСЗ-1000/10	1000	0,65	1,3
КТП №3	ТСЗ-1250/10	1250	0,682	1,364
КТП №4	ТСЗ-630/10	630	0,58	1,16
КТП №5	ТСЗ-1250/10	1250	0,626	1,254
КТП №6	ТСЗ-1000/10	1000	0,54	1,08
КТП №7	ТСЗ-400/10	400	0,49	0,99

В жилых домах и общественных зданиях компенсация реактивной мощности не предусматривается, поскольку коэффициент мощности достаточно высок[5].

#### 4.5 Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов

Проведем сравнение двух вариантов, когда на КТП расположено двух трансформатора выбранных из пункта выше и при расположении на КТП трех трансформаторов.

Приведенные затраты определяются по формуле[32]:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + A_{\Sigma} \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}), \quad (15)$$

где  $E_H = 0,12$  – нормативный коэффициент эффективности;

$K_{КТП}$  и  $K_{НБК}$  - стоимость КТП и НБК соответственно;

$A_{\Sigma}$  - суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-400/10:  $K_{КТП} = 31,67$  тыс.руб,  
 $A_{\Sigma} = 0,094$ .

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ -400/10:  $K_{КТП} = 35,07$  тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ -630/10:  $K_{КТП} = 41,2$  тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ -1000/10:  $K_{КТП} = 52,1$  тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ -1250/10:  $K_{КТП} = 55,6$  тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ -2000/10:  $K_{КТП} = 63,1$  тыс.руб.

$$Z_1 = 169,47;$$

$$Z_2 = 178,16;$$

Так как приведенные затраты для варианта 2 больше, чем для варианта 1, то принимаем к дальнейшей проработке 1 вариант.

#### **4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ.**

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа повышения коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить наиболее экономичный режим в процессе эксплуатации[58].

Потери мощности в линии определяются по формуле[48]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (20)$$

где  $I$  – расчётный ток участка, А;

$r_0$  – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

$L$  – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (21)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (22)$$

где  $T_M$  – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{Omn}} \cdot 100\%, \quad (23)$$

Где  $P_{Omn}$  – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{Omn} \cdot T_M} \cdot 100\%, \quad (24)$$



Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (25)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$  – потери в меди трансформатора, кВт;

$\beta$  - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau, \quad (26)$$

В качестве примера потери мощности и энергии в сетях 0,38 кВ будут определены у дома б на плане со встроенным магазином.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 271^2 \cdot 0,16 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} = 0,7 \text{ кВт};$$

Время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч};$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,7 \cdot 4342 = 3061 \text{ кВтч};$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{0,7}{1219} \cdot 100\% = 0,005\% ;$$

$$\Delta W\% = \frac{3061}{1219 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,04\% ;$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{mp} = 2,1 + 0,7^2 \cdot 12 = 4,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{mp} = 2,1 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 12 \cdot 5800 = 27982 \text{ кВтч};$$

Остальной расчет приведен в приложении А.

## 5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1 Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву.

Сечение КЛ выбирается по расчетному длительно допустимому току с последующей проверкой на термическую стойкость к токам к.з.:

$$I_p \leq \frac{I_{дон}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (27)$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi}, \quad (28)$$

где  $S$  – суммарная нагрузка кабеля с учетом перегрузки, кВА;

$U$  – напряжение сети, кВ.

Для примера будет выбрано сечение кабеля для участка РП–ТП-1.

Нагрузка ТП составляет 2402 кВА.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{2402}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,928} = 149,5 \text{ А};$$

Выбираем сечение 95 мм<sup>2</sup>. Его длительно допустимый ток равен 205 А[31]. Проверяем на термическую стойкость к токам к.з..

$$61 \leq \frac{149,4}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 205 \text{ А};$$

Условие выполняется. Выбирается кабель ААШвУ(3х95).

Остальной расчет приведен в приложении Б.

## 5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

где  $I$  – расчетный ток участка, А;

$r_0$  – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

$L$  – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (30)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad (31)$$

где  $T_M$  – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{omn}}} \cdot 100\%, \quad (32)$$

где  $P_{\text{omn}}$  – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{отп}} \cdot T_M} \cdot 100\% , \quad (33)$$

Потери мощности и энергии в сети не должны превышать 10%.

Для примера будут рассчитаны потери участка РП-ТП1.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 149^2 \cdot 0,94 \cdot 0,774 \cdot 10^{-3} = 7,8$$

кВт;

Время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \text{ ч};$$

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 7,8 \cdot 4342 = 34117 \text{ кВтч};$$

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах:

$$\Delta P\% = \frac{7,8}{2307} \cdot 100\% = 0,8\% ;$$

$$\Delta W\% = \frac{34117}{2307 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,6\% ;$$

Остальной расчет приведен в приложении Б.

### **5.3 Распределительные пункты 6—10 кВ.**

Оборудование РП размещается в одноэтажном (кабельные вводы) или двухэтажном (воздушные) отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 6—10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях, РУ 6—10 кВ комплектуются из камер КСО и ячеек КРУ, щит 0,38 кВ — из панелей типа ЩО-2000. На линиях 6—10 кВ предусмотрена установка вакуумных выключателей типа ВВ/TEL-10.

Релейная защита работает на оперативном переменном токе. Распределительный пункт может использоваться в телемеханизированных сетях. В РП, имеющем диспетчерский пункт, предусматривается устройство водопровода, канализации и электрического отопления. Вентиляция помещения принята естественная, приточновытяжная[49].

Для микрорайона необходимо 1 РП, которое питается со стороны подстанции «Амур».

Подводя итог раздела имеем: в качестве источников питания для проектируемых РП выступает ПС «Амур», связь РП с ПС Амур будет осуществляться на классе напряжения 10 кВ.

## 6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС 35/10 кВ

### 6.1 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух[51]. Мощность для ПС «Амур» 35/10 от которой питается наш район возьмем из данных контрольных замеров на 2022 год и мощности необходимой для питания выбранного нами района.

Мощность силовых трансформаторов определим по формуле:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (34)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{неск}$  - суммарная активная и некомпенсированная реактивная мощности подстанции, рассчитанные в разделе 7;

$N$  - число автотрансформаторов, в данном случае 2 [31];

$K_3$  - коэффициент загрузки, а данном случаи принимается 0,7 [31].

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{13140^2 + 3010^2}}{2 \cdot 0,7} = 9629 \text{ кВА};$$

Исходя из полученного значения расчетной мощности проверяем существующий трансформатор на ПС Амур 35/10 ТДНС-10000/35/10.

Расшифровка марки трансформатора:

ТДНС-10000/35/10 У1.

Т - трехфазный;

Д - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

Н - трансформатор с РПН;

С – для работы в электрических сетях собственных нужд;

10000 - номинальная мощность автотрансформатора, кВА;

35 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

10 - класс напряжения стороны НН, кВ;

У1- изделия для эксплуатации в районах с умеренным климатом с категорией размещения 1 (на открытом воздухе).

Необходимо проверить трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (35)$$

$$K_H = \frac{13480}{2 \cdot 10000} = 0,67;$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{II/A} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (36)$$



$$K_H = \frac{13480}{10000} = 1,35;$$

Коэффициенты нагрузки находятся в требуемых пределах, следовательно, трансформатор удовлетворяет условиям.

В данном разделе, на основании рассчитанной в разделе 2 нагрузки выбранного района и данным контрольного замера ПС Амур 35/10 кВ, была произведена проверка трансформаторов ТДНС-10000/35/10-У1 которые расположены на ПС Амур 35/10 кВ, у существующих трансформаторов имеется запас на загрузку.

## 7 ВЫБОР ОДНОЛИНЕЙНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПС 35/10 кВ

При выборе схемы РУ учитывают следующие ее параметры[27]:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности.

Для РУ ВН и НН выбираем схему одной секционированной выключателем системой шин.

Достоинства данной схемы:

1. Простота, малая вероятность при аварийных и оперативных переключениях
2. Экономичность
3. Возможность применения ячеек КРУ
4. Авария любого элемента кратковременно выводит из работы до 50 % потребителей

Недостатки данной схемы:

1. При аварии либо ремонте потребители остаются без эн. на время ремонта
2. Секции сборных шин должны быть рассчитаны на 100% нагрузку потребителей
3. РУ выполненное по схеме одна рабочая секционированная в случае ремонта секций оставляет потребителей без резерва

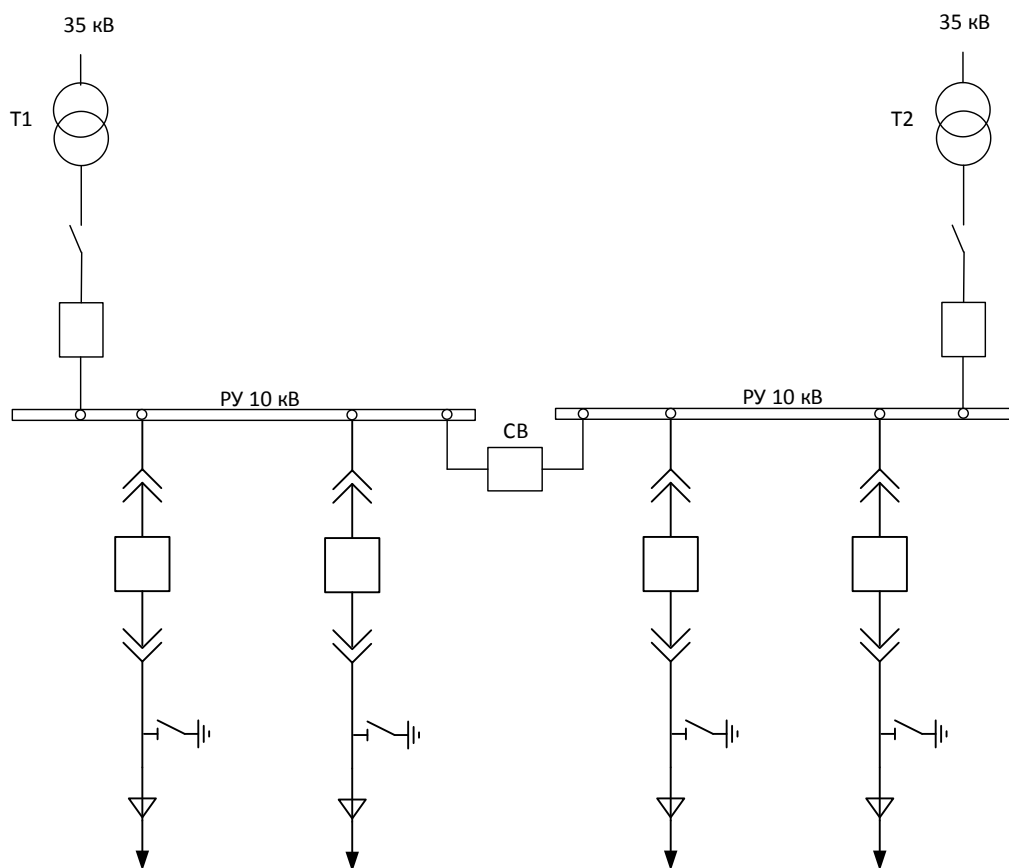


Рисунок 5 – Схема РУ НН

В данном разделе были выбраны схемы распределительных устройств, основываясь на условии надежности и экономичности.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПС 35/10 кВ

### 8.1. Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции

Составляется схема замещения; намечаются точки короткого замыкания[46]: шины 10кВ ПС «Амур» и проектируемой РП, и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Исходная схема изображена на рисунке 6.

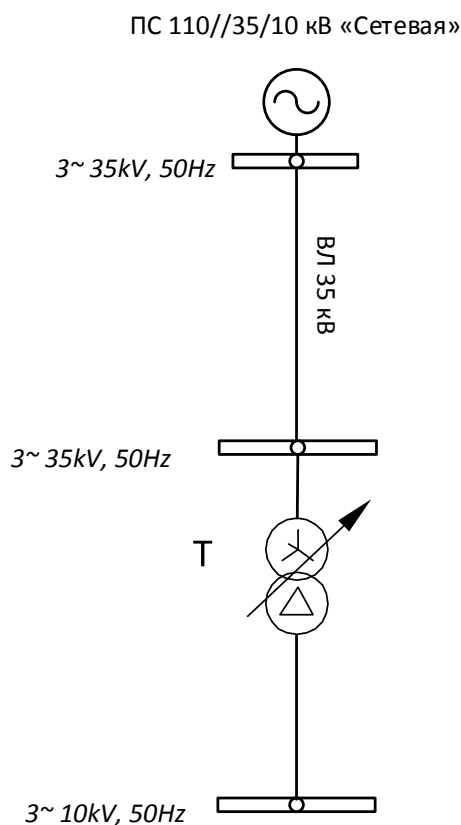


Рисунок 6 - Исходная схема.

Схема замещения изображена на рисунке 7.

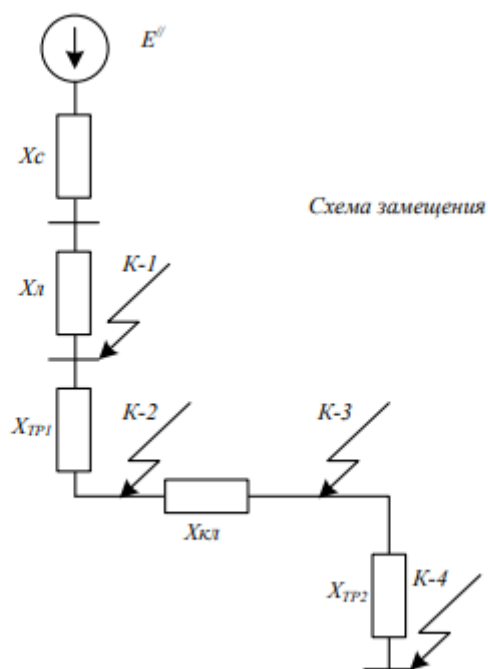


Рисунок 7 - Схема замещения.

Параметры системы:  $S_{КЗ}=100$  МВА;  $U_C=35$ кВ.

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{КЗ}}; \quad (37)$$

$$X_c = \frac{35^2}{100} = 12,25 \text{ Ом};$$

Воздушные линии: ВЛ-35 кВ Сетевая – Амур выполнена проводом АС-120/19:

$$F=120\text{мм}^2;$$

$$X_0=0,414 \text{ ом/км};$$

$L=5$  км;

$X_{Л}=2,07$  ом.

Трансформаторы:  $S_T=10$  МВА;  $U_H=35/10$  кВ;  $u_k=8\%$ .

Приближенно выбирается сечение по экономической плотности тока[46]:

$$I_{л} = \frac{S_{рас}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (38)$$

$$I_{л} = \frac{5419}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 320 \text{ А};$$

Выбираем два кабеля сечением  $240 \text{ мм}^2$ :  $X_0=0,075$  Ом/км,  $R_0=0,12$  Ом/км,  $L=0,6$  км,  $X=0,045$  Ом,  $R=0,072$  Ом.

Выбираем базисные значения величин напряжения  $U_б$  и мощности  $S_б$   
 $U_б=35$  кВ,  $S_б=100$  МВА.

Рассчитываются базисные ток и сопротивление:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (39)$$

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА};$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}}, \quad (40)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{35^2}{100} = 12,25 \text{ Ом};$$

Определяем сопротивление отдельных элементов расчетной схемы в относительных единицах (о.е.):

Система:

$$X_{c^*} = \frac{X_c}{X_{\bar{\sigma}}}, \quad (41)$$

$$X_{c^*} = \frac{12,25}{12,25} = 1 \text{ о.е.};$$

ЛЭП:

$$X_{l^*} = \frac{X_l}{X_{\bar{\sigma}}}, \quad (42)$$

$$X_{l^*} = \frac{2,07}{12,25} = 0,17 \text{ о.е.};$$

Трансформатор:

$$X_{m^*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (43)$$

$$X_{m*} = \frac{8 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 0,8 \text{ о.е.};$$

Определяется результирующее сопротивление:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*}, \quad (44)$$

$$X_{рез*} = 1 + 0,17 = 1,17 \text{ о.е.};$$

Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1. Вычисляем периодическую составляющую тока короткого замыкания:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma}, \quad (45)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{1,17} \cdot 1,65 = 1,41 \text{ А};$$

где  $E''$  - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определим ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0}, \quad (46)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,41 = 3,59 \text{ кА},$$

где ударный коэффициент составляет  $K_y=1.8$ .



Для расчета токов КЗ за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на данной ступени напряжения:

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}}}, \quad (47)$$

$$I_{\bar{0}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$X_{\bar{0}} = \frac{U_{\bar{0}}^2}{S_{\bar{0}}}, \quad (48)$$

$$X_{\bar{0}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом};$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{т*}; \quad (49)$$

$$X_{рез*} = 1 + 0,17 + 0,8 = 1,97 \text{ о.е.};$$

Определим значения токов КЗ для точки К2:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_*''}{X_{\text{рез}^*}} \cdot I_{\sigma}; \quad (50)$$

$$I_{\text{П0}} = \frac{1}{1,97} \cdot 5,5 = 2,79 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{П0}}; \quad (51)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,79 = 7,1 \text{ кА};$$

Здесь ударный коэффициент  $K_y=1,8$ .

## 8.2. Расчета токов КЗ на шинах 10 кВ РП

Сопротивление кабеля длиной  $L=0,6$  км равно  $X=0,045$  Ом,  $R=0,072$  Ом.

Приведем его к базисным относительным единицам[46]:

$$X_* = \frac{X}{X_{\text{баз}}}; \quad (52)$$

$$X_* = \frac{0,072}{1,1} = 0,07 \text{ о.е.};$$

$$R_* = 0,89 \text{ о.е.};$$

Когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению:

$$Z = \sqrt{X_*^2 + R_*^2}; \quad (53)$$

$$Z = \sqrt{0,07^2 + 0,89^2} = 0,89 \text{ о.е.};$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{т*} + \frac{Z}{2}; \quad (54)$$

$$X_{рез*} = 1 + 0,17 + 0,8 + \frac{0,89}{2} = 2,415 \text{ о.е.};$$

Для точки КЗ:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma}; \quad (55)$$

$$I_{П0} = \frac{1}{2,415} \cdot 5,5 = 2,28 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0}; \quad (56)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,28 = 4,51 \text{ кА};$$

### 8.3. Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

В сетях напряжением до 1 кВ, где мощность понижающего трансформатора невелика (большое сопротивление), считают питающую систему источником бесконечной мощности. При этом расчетная схема включает трансформаторы, шины, кабели представляемые активными и индуктивными сопротивлениями. В расчетах учитывают сопротивления контактов, определяемые по справочной литературе. За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{\text{осн}}=1,05U_{\text{ном}}$ .

Активное сопротивление трансформатора[46]:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_H^2}; \quad (57)$$

$$r_m = \frac{12 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,1 \text{ мОм};$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}; \quad (58)$$

$$x_m = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 1000} = 0,7 \text{ мОм};$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$z_m = \sqrt{r_m^2 + x_m^2}; \quad (59)$$

$$z_m = \sqrt{1,1^2 + 0,7^2} = 1,3 \text{ мОм};$$

Сопровитления трансформаторов тока, шин, автоматических выключателей выбирается из справочников[5]. В соответствие ПУЭ суммарное сопротивление контактов при КЗ около распределительного щита составляет 15 мОм. Ток трехфазного КЗ будет равен:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}; \quad (60)$$

$$r_{\Sigma} = 1,1 + 0,06 + 0,84 + 15 = 17 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = 0,7 + 0,13 + 1,8 = 1,43 \text{ мОм};$$

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17^2 + 1,43^2}} = 13,54 \text{ кА};$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{z_m}{3} + \sqrt{\left( r_{\phi} + r_0 \right)^2 + \left( x_{\phi} + x_0 + x_n \right)^2} \right)}, \quad (61)$$

где  $\frac{z_m}{3}$  – полное сопротивление т-ра, мОм;

$r_\phi$  и  $r_0$  – активные сопротивления петли фаза-нуль;

$x_\phi$  и  $x_0$  – индуктивные сопротивления петли фаза-нуль;

$x_n$  – сопротивление взаимоиндукции петли фаза-нуль.

Выше данные сопротивления берутся из справочника[50].

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 65,4} = 3,53 \text{ кА};$$

Поскольку величина однофазного тока КЗ оказалась меньше трехфазного (13,54 кА), то в остальных расчетных точках ток не вычисляют.

Посчитанные в разделе токи КЗ необходимы для выбора основного оборудования подстанции, представленного ниже в работе.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ

### 9.1 Определение максимальных рабочих токов на сторонах 35 и 10 кВ

Максимальными рабочие токи определяются как[32]:

$$I_{\max. \text{раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (62)$$

где  $P_{\Sigma}$  и  $Q_{\Sigma}$  – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, квар;

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

Для стороны 35 кВ, по исходным данным раздела 7 имеем:

$$P_{\Sigma} = 13140 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 3010 \text{ квар};$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\max. \text{раб}} = \frac{\sqrt{13140^2 + 3010^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 222 \text{ А};$$

Для стороны 10 кВ, по исходным данным раздела 7 имеем:

$$P_{\Sigma} = 13140 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 3010 \text{ квар};$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\max. \text{раб}} = \frac{\sqrt{13140^2 + 3010^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 778 \text{ А};$$

## 9.2 Выбор типа распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Для КРУ 6 – 35 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты. В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в РУ. По требованию заказчика, КРУ поставляется транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей[32].

В состав КРУ могут входить: 1 шинные мосты между двумя рядами ячеек, 2 шинные вводы, 3 кабельные вводы для ввода силовых кабелей, 4 кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей, 5 блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей, 6 переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий по желанию заказчика.

Для распределительного устройства 35 кВ примем к установке КРУ-СЭЩ-65.

В таблице 7 представлены параметры КРУ-СЭЩ-65.

Таблица 7 – Параметры КРУ-СЭЩ-65



Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1250
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	64
Термическая стойкость, кА/с	25
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Проверка ячеек КРУ 35 кВ.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 222 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3.59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-65 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

### 9.3 Выбор и проверка выключателей

#### Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 35 кВ.

В качестве силовых выключателей в КРУ используются ВВУ-СЭЩ 35.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 222 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 1,41 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 1,41 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 1,41 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 35 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки. Принимаем к установке на напряжении 10кВ КРУ-СЭЩ-63-10 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ-СЭЩ-10, в таблице 10 представлены его параметры.

Таблица 10 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1600 \text{ А} \geq 778 \text{ А}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяется при выборе встроенных в него выключателей Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$  рассчитывается для встроенного выключателя.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [32]:

$$B_k = I_{\text{Пок}2}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{ак}2}); \quad (63)$$

$$B_k = 2,79^2 \cdot (1,53 + 0,01) = 12 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$2460 \text{ кА} \geq 12 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [32]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.К}2}; \quad (64)$$

$$81 \text{ кА} \geq 7,1 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 778 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7.1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации. В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 778 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 2.79 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

#### 9.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 35 и 10 кВ не производится, поскольку КРУ 35 и 10 кВ используются выкатные элементы и конструктивно разъединителя не предусмотрено.

#### 9.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

##### Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-35-630.

Таблица 13– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 900 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 222 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-35-300.

Таблица 15 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 222 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

К установке принимается ТОЛ -СЭЦ-35-150.

Таблица 17 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 18 – Данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 111 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,31 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-СЭЩ-10-900.

Таблица 19 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 20 – Данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 900 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 778 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-900.

Таблица 21 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 900$ А	$I_{раб.мах} = 778$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 7,1$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 12$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в фидерных ячейках:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-600.

Таблица 23 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7



Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 389 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

### 9.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-35.

Таблица 25 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	7	52,5
Итого				79,5

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 80 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10.

Таблица 27 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				132

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 132 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

### 9.7 Выбор и проверка токоведущих частей

Принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АДЗ1Т1 сечением 30x4 мм, с номинальным током  $I_{ном} = 1000 \text{ А}$

Выбор сечения шин производится по допустимому току[32]:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

$q_{\min} < q$  – условие выполняется;

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (65)$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (66)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}; \quad (41)$$

$a$  – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (67)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (68)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}; \quad (69)$$

Таблица 29 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 222 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 75 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 73,22 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 10 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 2,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

Таблица 30 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 789 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 55,45 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 12,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 4,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

## 9.8 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям[32]:

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

2. По допустимой нагрузке  $F_{расч} \leq F_{доп}$

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

$F_{доп}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора;

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

К установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (70)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot \frac{10540^2}{0,5} = 23,26 \text{ Н}$$

Таблица 31 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 23,26 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-35-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и проверка изоляторов на стороне 10 кВ.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб[32].

Таблица 32 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{расч} = 285,8$ Н	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора:

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (71)$$

$$10 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}; \quad (72)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (73)$$

$$F_{ДОП} = 3600 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (74)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (75)$$

$$k_h = 1,654;$$

$$F_{расч} = 285,8 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

### 9.9 Выбор ОПН

Проводится аналогично выбору для 10 кВ[32].

Таблица 33 – Параметры ОПН-П1-35/44/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-35/44/10 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10

1	2
Остающееся напряжение, кВ	101,3
Длина пути утечки, см	163
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

Выбор ОПН для РУ 10 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ};$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10\text{кВ} \geq 10\text{кВ};$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ};$$



$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{кВ};$$

$$10,5 \text{кВ} \geq 6,64 \text{кВ};$$

Энергия пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется[32]

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[ (K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (76)$$

где  $C$  – емкость кабельной линий;

$U_{НР}$  – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (77)$$

где  $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$  – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 10 кВ;

$l = 4,35 \text{км}$  – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[ (2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{кДж};$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} ;$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

Таблица 34 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

### 9.10 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [32].

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

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 35.

Таблица 35 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев 2 КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (78)$$

$$S_{рас} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 159 \text{ кВА},$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 160/10/0,4.

### 9.11 Выбор аккумуляторной батареи

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

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

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

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

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В[32].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (79)$$

где  $U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{242}{14,4} = 17 ;$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{15,1} = 17;$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{11,8} = 21;$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0; \tag{80}$$

$$n_{доб} = 21 - 17 = 4;$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{81}$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{T_{max}}, \quad (82)$$

где  $I_{T_{max}}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{T_{max}} = 1269 \text{ A};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ A};$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе[32]:

$$I_p = \frac{I_{T_{max}}}{N} = \frac{1269}{28} = 45,3 \text{ A}, \quad (83)$$

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{II}; \quad (84)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ A};$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0; \quad (85)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В};$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}; \quad (86)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n; \tag{87}$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В};$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

## 10 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

### 10.1 Молниезащита КРУ 35 кВ ПС

Нормируется два вида зон:

- Зона А – для  $U \leq 500$  кВ и с надежностью не менее 0,995;
- Зона Б – для  $U > 500$  кВ и с надежностью не менее 0,95.

Для подстанции Амур 35 кВ выбираем зону А.

Здания закрытых распределительных устройств необходимо защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в год более 20[43].

Район проектирования подстанции находится в зоне действия грозových часов 35 часов в год, следовательно, КРУ необходима установка молниеотводов[43].

Молниезащита на КРУ может выполняться двумя видами[47]:

- установка стержневых молниеотводов;
- заземление металлического покрытия кровли.

В данном проекте выбираем установку стержневых молниеотводов.

На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных вблизи здания. Самое высокое из защищаемых сооружений – здание КРУЭ – 35 кВ, высотой  $h_x = 6,2$  м. Примем высоту молниеотвода  $h = 22$  м.

Т.к. в данной работе высота молниеотвода  $h < 150$  м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам[47]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (88)$$

где  $h_0$  - эффективная высота молниеотвода, м;

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

$$h_0 = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ м};$$



$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (89)$$

где  $r_0$  - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 22)22 = 23,232 \text{ м};$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (90)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

$r_x$  - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

$$r_x = \frac{23,232(18,7 - 10,2)}{18,7} = 10,56 \text{ м};$$

## **10.2 Разработка заземления КРУ 35 кВ, и определение стационарного и импульсного сопротивления**

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления  $R$ , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления  $R_{и}$ , Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [47]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой

оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления  $R_z \leq 0,5$  Ом.

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (a_T + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_T + 1,5); \quad (91)$$

$$S < (35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (15 + 1,5) = 684 \text{ м}^2;$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [47]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (92)$$

где  $I_{K3}^2$  - ток короткого замыкания, А;

$t_{C3}$  - время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{2790^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 102,7 \text{ мм}^2;$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (93)$$

где  $D_{ПР}$  - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (94)$$

где  $T$  – время использования заземлителя, мес;

$a_K, b_K, c_K, \alpha_K$ , - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2;$$

$$F_{М,П,} = \pi \cdot R^2;$$

где  $R$  – радиус горизонтальных прутков, примем  $8 \text{ мм}^2$

$$F_{М,П,} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2;$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости[47]:

$$F_{М,П,} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (95)$$

$$201 \geq 14,09 + 102,7 \text{ мм}^2;$$

$$201 \geq 116,8 \text{ мм}^2;$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя[47]:

$$L_T = (a_T + 3) \frac{b_T + 3}{K} + (b_T + 3) \frac{a_T + 3}{K}; \quad (96)$$

$$L_{\Gamma} = (35 + 3) \frac{15 + 3}{6} + (15 + 3) \frac{35 + 3}{6} = 228 \text{ м};$$

где  $k$  – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{\Gamma.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1), \quad (97)$$

где  $m$  – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1; \quad (98)$$

$$m_1 = \frac{228}{2\sqrt{684}} - 1 = 3,36;$$

Принимаем 4 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{\Gamma.расч} = 2 \cdot \sqrt{684} \cdot (4 + 1) = 261,5;$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (99)$$

где  $c$  – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{684}}{5} = 20,9;$$

Принимаем  $n_B = 21$  электрод.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$p_{\text{экв}} = \frac{h_3}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}} \quad (100)$$

где  $h_3 = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$  м - глубина заложения заземлителя.

$p_1 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,  $h_1 = 8$  м - соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$p_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,  $h_2 = 9$  м соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$p_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ПС}} = p_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B + l_B} \right), \quad (101)$$

где  $A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_B / \sqrt{S}$ , по [47] равен 0,33.

$$R_{\text{ПС}} = 14,42 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{684}} + \frac{1}{261 + 40 + 5} \right) = 0,235 \text{ Ом};$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (102)$$

где  $I_M$  - ток молнии, равный 65 кА.

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{684}}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,066;$$

Импульсное сопротивление:

$$R_H = R_{ПС} \cdot \alpha_H; \tag{103}$$

$$R_H = 0,235 \cdot 1,066 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 11.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток на электрических станциях и подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы станции (подстанции) оперативный ток используется так же для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей – генераторов оперативной связи и особо ответственных механизмов СН, например, аварийных масляных насосов систем регулирования, смазки, уплотнений турбогенераторов и синхронных компенсаторов, которые обеспечивают сохранения оборудования в работоспособном состоянии[49].

От источника оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточна для действия, вторичных устройств и самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Требования повышенной надежности приводят к необходимости резервирования источников тока и распределительных сетей. Наиболее надежными источниками питания оперативных цепей является аккумуляторные батареи. Постоянный оперативный ток от аккумуляторных батарей широко применяется на электрических станциях разных типов и крупных подстанциях 330 кВ и выше. Недостаток применение постоянного оперативного тока – большая стоимость как самих аккумуляторных батарей, так и сети, которая при централизованном распределении получается очень сложной и сильно разветвленной. Аккумуляторные батареи требуют специально оборудованного помещения, эксплуатация их достаточно сложна.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей. При этом также уменьшается разветвленность оперативных цепей. В настоящее время

электропромышленностью выпускаются серийно релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей для работы непосредственно на переменном оперативном токе и от выпрямительных устройств в установках напряжением 3 – 10, 35 и 110 кВ. Разработаны схемы защиты элементов станций и подстанций с питанием оперативных цепей выпрямленным током и специальные выпрямительные устройства. В качестве источников переменного оперативного тока используются трансформаторы СН, трансформаторы тока, питающие цепи релейной защиты, трансформаторы напряжения, предварительно заряженные конденсаторы. Выпрямленный оперативный ток позволяет применять аппараты оперативных цепей и схемы, аналогичные применяемым в установках постоянного оперативного тока. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используется ТСН, трансформатор тока и напряжения совместно с выпрямительными блоками питания и предварительно заряженными конденсаторами.

### 11.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются микропроцессорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени [13].

Для линии ТП 4,3,2,1 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

*Максимальная токовая защита линий*

Находится ток срабатывания защиты, кА [49]:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_{в}} \cdot I_{р.маx} \quad (104)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности,  $k_n = 1,1$ ;

$k_{с.з.}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_{в}$  – коэффициент возврата,  $k_{в} = 0,95$ ;

$I_{р.маx}$  – ток выбранного ранее кабеля, А.



Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 778 = 901 \text{ А};$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.} \quad (105)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с  $I_{ном.} = 900 \text{ А}$  установленных на отходящих КЛ 10 кВ[49]:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (106)$$

$$k_T = \frac{900}{5} = 180 \text{ А};$$

$$I_{c.р.} = \frac{1}{180} \cdot 901 = 5 \text{ А};$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{c.з.}}; \quad (107)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2420}{901} = 2,68 \geq 1,5;$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [49]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t; \quad (108)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,025 + 0,5 = 0,525;$$

*Токовая отсечка без выдержки времени*

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.мах}}^{(3)}, \quad (109)$$

где  $k_{\text{н}} = 1,1$  для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;  
 $I_{\text{к.мах}}^{(3)}$  – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{\text{с.з.}} = 1,1 \cdot 2,79 = 3,07 \text{ кА};$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 2; \quad (110)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,420}{3,07} = 0,78 \leq 2;$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{CX} \frac{I_{c.з.}}{n_T}; \quad (111)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{3,07}{180} = 17 \text{ А};$$

Выдержка времени ТО:  $t_{c.з.} \approx 0,5 \text{ с}$ .

### 11.3 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении[49]:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}; \quad (112)$$

$$U_{c.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В};$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (113)$$

$$t_{ABP} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с}.$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении[49].

## 12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И ВЫБОР ДГР

Существует приближенная формула с приемлемой погрешностью 10% в оценочных расчётах для нахождения величины ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (114)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_K$  – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 6}{10} = 8,4 \text{ А};$$

Установка дугогасящего реактора нецелесообразна, в случае, когда ток менее 20 А по [43] в сети 10 кВ.

### 13 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Диспетчерско-технологическое управление ПС Амур 35/10 кВ выполнено в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» (№ 13861 ТМ – т. 1, М., ЭСП, 1991).

Оборудование 10 кВ ПС Амур и ТП будет находиться в оперативном управлении диспетчера сетевого предприятия «Центральные электрические сети» филиала АО «ДРСК «Амурские электрические сети».

Телемеханизация подстанции выполнена на основе информационно-управляющего телемеханического комплекса (ИУТК) «Гранит-микро» в виде набора функциональных модулей (ФМ). Так как суммарное число модулей, включая два обязательных (МИП и КАМ2) превышает 8, устройство должно выполняться на двух кожухах КП-микро. Весь объем телеинформации передается на автоматизированный оперативно-информационный комплекс (АОИК) РДП ЦЭС по проектируемым и существующим каналам связи.

Каналы телемеханики и передачи данных предусматривают вывод информации на Амурского РДУ по каналу Ethernet в протоколе «МЭК 870- 5-104» и вывод информации на РДП ЦЭС по каналу тональной частоты с модемами в надтональном спектре частот в протоколе «Гранит».

В рамках комплекта 020.22.08-1-СС для ПС предусматривается создание централизованной системы гарантированного электропитания (СГЭ) переменного тока (220В, 50 Гц) и 48В постоянного тока для систем связи, телемеханики и АИИС КУЭ.

СГЭ для систем связи, телемеханики и АИИС КУЭ выполнено от двух секций шин щита собственных нужд через АВР с резервированием от проектируемого источника бесперебойного питания ИБП Eaton Powerware 9125 5000ВА.

При отсутствии внешнего электроснабжения время работы оборудования связи, телемеханики и АИИС КУЭ от ИБП не менее 4-х часов.

Размещение аппаратуры телемеханики в помещении связи предусматривается в двух проектируемых телекоммуникационных шкафах габаритом 42U 800x2000x1800 мм (Rittal).

Перечень информации, передаваемый с ПС Амур на ДП сетевого предприятия «Центральные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Перечень передаваемой информации

Наименование присоединения	Объём телеизмерений	Объём телесигнализации	Примечание
Линии 10 кВ, СВ 10 кВ 1Т, 2Т	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	ТС-ТУ выключателей	Передача информации на ДП «ЦЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС»
		АПС в расширенном объеме	Передача информации на ДП «ЦЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС»

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 14.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительномонтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются ниже перечисленные требования.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении[43].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [43].

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или предусмотрен соответствующий приямок [43].

Территория подстанции «Амур» ограждены внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. П.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять



требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины, компрессорные установки и воздухоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ[2].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности[2].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению

подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

#### **14.2 Экологичность**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [43].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля

на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [43].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для подстанции 35/10 кВ «Амур» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТДНС – 10000/35/10 У1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 37.

Таблица 37 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДНС – 10000/35/10 У1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
7,5	4,27	2,9	4,42

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние  $\Delta$  от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1 м при массе масла в автотрансформаторе от 2 до 10 т [43].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta ; \quad (115)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta ; \quad (116)$$

где А и В-длина и ширина автотрансформатора соответственно;

$A'$  и  $B'$  -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 4,27 + 2 \cdot 1 = 6,27 \text{ м};$$

$$B' = 2,9 + 2 \cdot 1 = 4,9 \text{ м};$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' ; \quad (117)$$

$$S_{МП} = 6,27 \cdot 4,9 = 30,72 \text{ м}^2 ;$$

## 2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (118)$$

где  $h_{Г}$  – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$  – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$  – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$  рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (119)$$

где  $V_{ТМ}$  -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (120)$$

где  $\rho_{ТМ}$  - плотность трансформаторного масла равная  $890 \frac{кг}{м^3}$ .

$$V_{ТМ} = \frac{7500}{890} = 8,43 м^3$$

$$h_{TM} = \frac{8,43}{30,7} = 0,27 \text{ м};$$

$h_{H_2O}$  рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (121)$$

где  $I=0,2$  л/с · м<sup>2</sup> – секундный расход воды,  $t=30$  мин=1800с;

$S_{БПТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B); \quad (122)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 4,42 \cdot (4,27 + 2,9) = 63,38 \text{ м}^2;$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (30,72 + 63,38) = 27,1 \text{ м}^3;$$

$$h_{H_2O} = \frac{27,1}{30,72} = 0,88 \text{ м};$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,27 + 0,88 = 1,45 \text{ м};$$

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [2]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна

иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

### **14.3 Обеспечение пожарной безопасности**

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения



путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [2].

Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает  $100 \text{ м}^2$ .

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
- 2) Крюк с деревянной рукояткой;
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- 4) Асбестовое полотно;
- 5) Совковая лопата;
- 6) Ящик с песком;

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые  $1000 \text{ м}^2$  должно приходиться  $0,5 \text{ м}^3$  песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее  $0,5 \text{ м}^3$  песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему

подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения части города Благовещенска в районе улиц Ленина – Калинина – Шевченко - Зейская.

В ходе выполнения работы были использованы и применены все полученные в ходе обучения знания и навыки.

В качестве источников питания объекта были использованы семь комплектные трансформаторные подстанции блочного типа серии «ЭКТА» с установленными на них, по требованию высокой пожаробезопасности, сухими трансформаторами марки ТСЗ.

При проектировании подстанции были определены классы номинальных напряжений 35/10 кВ, выбраны источники питания, которыми являются подстанции «Амур». На всех класса напряжений выбраны обеспечивающие необходимую надежность и экономическую целесообразность схемы электрических соединений. В качестве распределительных устройств на сторонах 35 и 10 кВ выбраны КРУ марки «Самара электрощит». На шинах ПС были рассчитаны токи короткого замыкания и проведены выборы и проверки оборудования. На подстанции применены трансформаторы ТДНС-10000/35/10 У1. Так же был произведен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПС, были выбраны ОПН.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование: справ./ И. И. Алиев. -М.: Высш. шк., 2010. -1199 с.

2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

3 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.

4 Бударгин О. «Умная сеть — платформа развития инновационной экономики». — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru)).

5 Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И.А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.

6 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. — Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

7 Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом//Академия энергетики, 2011, № 1(39). С. 70-75

8 Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике//Академия энергетики, 2011, № 2(40). С. 50-57.

9 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2023).

10 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.

11 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

12 ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 21.02.2023).

13 ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.

14 ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.05.2023).

15 ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

16 Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.03.2023).

17 Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб.пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.

18 Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. – 2012. – № 5. – С. 68-73.

19 Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. - "ЭнергоРынок", 2010, № 6.

20 Жданов В. С. Проблемы и задачи проектирования беспроводных сенсорных сетей / Информационные, сетевые и телекоммуникационные технологии: сборник научных трудов / под ред. проф. д.т.н. Жданова В. С. — М.: МИЭМ, 2009.

- 21 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.
- 22 Информационная книга инженера электрика: справочное издание /сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.
- 23 Искусственный интеллект и интеллектуальные системы управления. / И.М. Макаров, В.М. Лохин, С.В. Манько, М.П. Романов. Наука. – 2006.
- 24 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 25 Кобец Б.Б., Волкова В.В. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid. М. ИАЦ Энергия, 2010.
- 26 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 27 Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб.пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.- (ЭБС Лань)
- 28 Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
- 29 Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. - Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.
- 30 Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru)).
- 31 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 32 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное

пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

33 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2021). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

34 Николаев Б. Будущее сетей за интеллектом. Инновационные системы приходят на электрические магистрали. — Независимая Газета.

35 Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 12 с.

36 Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.qelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 26.02.2023).

37 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ. : учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. - 480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .

38 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

39 Осика Л. Smart Grid: мнение экспертов. — «Энерго-Рынок», 2010, № 6.

40 Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

41 Получение знаний об измерительных трансформаторах тока [Электронный ресурс]. URL: <http://5fan.ru/wievjob.php?id=12754> (дата обращения 21.04.2023).

42 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

43 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: [http://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/7/7177/index.php](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php) (дата обращения 02.03.2023).

44 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

45 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

46 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

47 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

48 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 32 с.

49 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2023).

50 Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).



51 Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.

52 Стычинский З., Н.И. Воропай. Возобновляемые источники энергии: теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. МагдебургИркутск. 2010.

53 Сухие силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tor-trans.ru/drytrans.html> (дата обращения 22.04.2023).

54 Сухие трансформаторы с литой изоляцией // Zucchini [Электронный ресурс]. URL: [www.legrand.ru/ru/ru/liblocal/.../DC079\\_Zucchini\\_page198-232.p](http://www.legrand.ru/ru/ru/liblocal/.../DC079_Zucchini_page198-232.p) . (дата обращения 12.04.2023).

55 Титенков С. Режимы заземления нейтрали в сетях 0,4 кВ. Плюсы и минусы различных вариантов // Новости электротехники 4 (82) 2013 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/13.php> (дата обращения 02.03.2023).

56 Трансформаторы Геафоль // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/transformatory/transformatory-geafol.html> (дата обращения 26.04.2023).

57 Трансформаторы тока: производственное издание / В.В. Афанасьев, И.М. Адоньев, В.М. Кибель, И.М. Сирота, Б.С. Стогний. – изд. 2-е, перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, Ленигр. отд-ние, 1989. – 416 с.

58 Фортов, В. Е. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель. - Долгопрудный : Интеллект, 2011. - 168 с.

59 Э.В.Рагимов Учет изменений частоты в программах расчета установившихся режимов электроэнергетической системы, Вестник Московского энергетического института, 2013, №1.

60 Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.-(ЭБ НЭЛБУК)

61 Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: <http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/A>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет нагрузок присоединений

№ на плане	Наименование	$P_{ржд}$	$I_p$	Кабель	$\Delta P$	$dP, \%$
1	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
2	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
3	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
4	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
5	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
6	Жилой дом 17 этажей	932,18	750,318	АВВГ 4x400	5,40459	0,57978
	Магазин		0		0	0
7	Жилой дом 18 этажей	620,68	499,59	АВВГ 4x400	2,39606	0,38604
	Магазин		0		0	0
8	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
9	Жилой дом	85,98	69,2059	АВВГ 1x16	0,04598	0,05348
10	Жилой дом	151,98	122,33	АВВГ 1x50	0,14366	0,09453
11	Гараж	10	8,04907	АВВГ 1x2.5	0,00062	0,00622
12	Гараж	10	8,04907	АВВГ 1x2.5	0,00062	0,00622
13	Школа	78	62,7828	АВВГ 1x16	0,03784	0,04851
14	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
15	Магазин	69	55,5386	АВВГ 1x10	0,02961	0,04292
16	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
17	Административное здание	39	31,3914	АВВГ 1x4	0,00946	0,02426
18	Административное здание	26	20,9276	АВВГ 1x2.5	0,0042	0,01617
19	Жилой дом 5 этажей	526,98	424,17	АВВГ 4x400	1,72723	0,32776
20	Гараж	10	8,04907	АВВГ 1x2.5	0,00062	0,00622
21	Жилой дом 3 этажей	463,48	373,058	АВВГ 4x400	1,33606	0,28827
	Магазин		0		0	0
22	Жилой дом 5 этажей	469,23	377,687	АВВГ 4x400	1,36941	0,29184
	Магазин		0		0	0
23	Жилой дом 4 этажей	676,98	544,906	АВВГ 4x400	2,85046	0,42105
24	Жилой дом 3 этажей	451,98	363,802	АВВГ 4x400	1,27058	0,28111
25	Магазин	23	18,5129	АВВГ 1x2.5	0,00329	0,01431
26	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
27	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
28	Жилой дом 4 этажей	601,98	484,538	АВВГ 4x400	2,25386	0,37441
29	Магазин	46	37,0257	АВВГ 1x4	0,01316	0,02861
30	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
31	Гараж	6	4,82944	АВВГ 1x2.5	0,00022	0,00373
32	ЗАГС	39	31,3914	АВВГ 1x4	0,00946	0,02426
33	Жилой дом 4 этажей	676,98	544,906	АВВГ 4x400	2,85046	0,42105
34	Административное здание	104	83,7103	АВВГ 1x25	0,06727	0,06468
35	Гараж	8	6,43926	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,00498
36	Гараж	6	4,82944	АВВГ 1x2.5	0,00022	0,00373
37	Магазин	46	37,0257	АВВГ 1x4	0,01316	0,02861
38	Административное здание	91	73,2466	АВВГ 1x25	0,0515	0,0566
39	Жилой дом 5 этажей	526,98	424,17	АВВГ 4x400	1,72723	0,32776
40	Магазин	46	37,0257	АВВГ 1x4	0,01316	0,02861
41	Административное здание	39	31,3914	АВВГ 1x4	0,00946	0,02426
42	Жилой дом 2 этажей	226,98	182,698	АВВГ 1x70	0,32043	0,14117
43	Магазин	23	18,5129	АВВГ 1x2.5	0,00329	0,01431
44	Жилой дом 4 этажей	613,48	493,794	АВВГ 4x400	2,3408	0,38156
	Магазин		0		0	0
45	Административное здание	26	20,9276	АВВГ 1x2.5	0,0042	0,01617
46	Административное здание	26	20,9276	АВВГ 1x2.5	0,0042	0,01617
47	Административное здание	39	31,3914	АВВГ 1x4	0,00946	0,02426
48	Магазин	46	37,0257	АВВГ 1x4	0,01316	0,02861
49	Кафе	165	132,81	АВВГ 1x50	0,16933	0,10262
50	Автомойка	13	10,4638	АВВГ 1x2.5	0,00105	0,00809
51	Музей	52	41,8552	АВВГ 1x6	0,01682	0,03234
52	Клуб	39	31,3914	АВВГ 1x4	0,00946	0,02426
53	Кафе	110	88,5398	АВВГ 1x25	0,07526	0,06842

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Нагрузки КТП

№ КТП	P, кВт	Q,кВа р	S,кВА	I <sub>p</sub> , А	Кабель	ΔP	dP,%	ΔW	dW,%
КТП №1	2307	669	2402	142,32	ААШвУ(3х95)	4,3984	3,0904	19098	0,0014
КТП №2	1249	362	1300	77,027	ААШвУ(3х25)	1,2883	1,6726	5594	0,0008
КТП №3	1637	475	1705	101,02	ААШвУ(3х95)	2,2161	2,1936	9622,4	0,001
КТП №4	701	203	730	43,254	ААШвУ(3х25)	0,4062	0,9392	1763,9	0,0004
КТП №5	1505	436	1567	92,848	ААШвУ(3х25)	1,8719	2,0161	8127,8	0,0009
КТП №6	1040	301	1083	64,17	ААШвУ(3х25)	0,8941	1,3934	3882,3	0,0006
КТП №7	379	109	394	23,345	ААШвУ(3х25)	0,1183	0,5069	513,84	0,0002