

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) программы – Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения части города Благовещенск в
районе улиц Шевченко - Ломоносова

Исполнитель

студент группы 942об3

(подпись, дата)

С.Э. Семенец

Руководитель

канд.техн.наук, профессор

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по разделу
безопасность и экологичность

канд.техн.наук, доцент

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. 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 Семенец Софьи Эдуардовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения части города Благовещенск в районе улиц Шевченко – Ломоносова

(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): Проектирование системы электроснабжение микрорайона города Благовещенска, проектирование питающей подстанции, расчет молниезащиты подстанции, расчет заземления подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 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 Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, канд. тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 105 с., 7 рисунков, 37 таблиц, 2 приложения, 52 источников.

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

Актуальность работы заключается в разработке реконструкции сетей электроснабжения микрорайона города Благовещенска в районе улиц Шевченко – Ломоносова.

Цель бакалаврской работы была в проведении реконструкции системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска в районе улиц Шевченко – Ломоносова.

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

Перечень условных обозначений	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	16
2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий	18
2.4 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор номинального напряжения КТП и схемы электроснабжения	21
3.1 Выбор номинального напряжения	21
3.2. Выбор схемы электроснабжения	21
4 Проектирование низковольтного электроснабжения	23
4.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 0,4 кВ	23
4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети	24
4.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	25
4.4 Выбор числа и мощности ТП	27
4.5 Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов	29
4.6 Определение потерь мощности и энергии в сетях 0,38 кВ	30
5 Проектирование высоковольтного электроснабжения	33
5.1 Выбор сечений проводов и жил кабелей по нагреву	33
5.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	34
5.3 Распределительные пункты 6—10 кВ	35
6 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС 35/10 кВ	37
6.1 Выбор силовых трансформаторов	37
7 Выбор однолинейных электрических схем распределительных устройств ПС 35/10 кВ	40
8 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 35/10 кВ	42

8.1 Расчет токов КЗ на шинах городской подстанции	42
8.2 Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ РП	47
9 Выбор и проверка оборудования на подстанции 35/10 кВ	50
9.1 Определение максимальных рабочих токов сторонам по 35 и 10 кВ	50
9.2 Выбор типа распределительного устройства	51
9.3 Выбор и проверка выключателей	52
9.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	56
9.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	60
9.6 Выбор и проверка токоведущих частей	61
9.7 Выбор и проверка изоляторов	63
9.8 Выбор ОПН	66
9.9 Выбор и проверка ТСН	69
10 Разработка молниезащиты и заземления ПС ПРП	71
10.1 Молниезащита ПС 35 кВ ПС ПРП	71
10.2 Разработка заземления ПС 35 кВ, и определение стационарного и импульсного сопротивления	72
11 Релейная защита и автоматика	78
11.1 Выбор системы оперативного тока	78
11.2 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	79
11.3 Устройства автоматического включения резерва	82
11.4 Автоматическая частотная разгрузка	82
12 Расчет емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР	84
13 Технические средства диспетчерского и технологического управления	85
14 Безопасность и экологичность	87
14.1 Безопасность	87
14.2 Экологичность	90
14.3 Чрезвычайные ситуации	96
Заключение	99
Библиографический список	100

Приложение А

Приложение Б

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

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;

РЗ и А – 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 Шевченко - Ломоносова.

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.

Новизна заключается в выборе оптимального варианта реконструкции электроснабжения части города Благовещенск в районе улиц Шевченко - Ломоносова

Графическая часть работы содержит 6 листов формата А1.

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 2015 г. – 222,8 тыс. чел. (городского – 219,5 тыс. чел., сельского – 3,3 тыс. чел.), [1].

В состав Восточного энергорайона ЭС Амурской области входит Центральный энергорайон ЭС 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 ЦЭР ЭС 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 ЦЭР ЭС Амурской области передается мощность в КНР по одной ЛЭП 110 кВ — ВЛ 110 кВ Благовещенская — Хэйхэ и двум ЛЭП 220 кВ — ВЛ 220 кВ Благовещенская — Айгунь 1,2 цепь.

В ЦЭР ЭС 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.

Район имеет муссонный климат, где зимой сильно охлажденный и сухой воздух проникает на территорию, вызывая малоснежную зиму с ясной погодой, в то время как летом воздушные потоки идут с Тихого океана, принося с собой облачную и дождливую погоду. Весна и осень являются переходными периодами.

На рисунке 1, показано расположение Благовещенского района, в таблицу 1 внесены климатические условия [36].

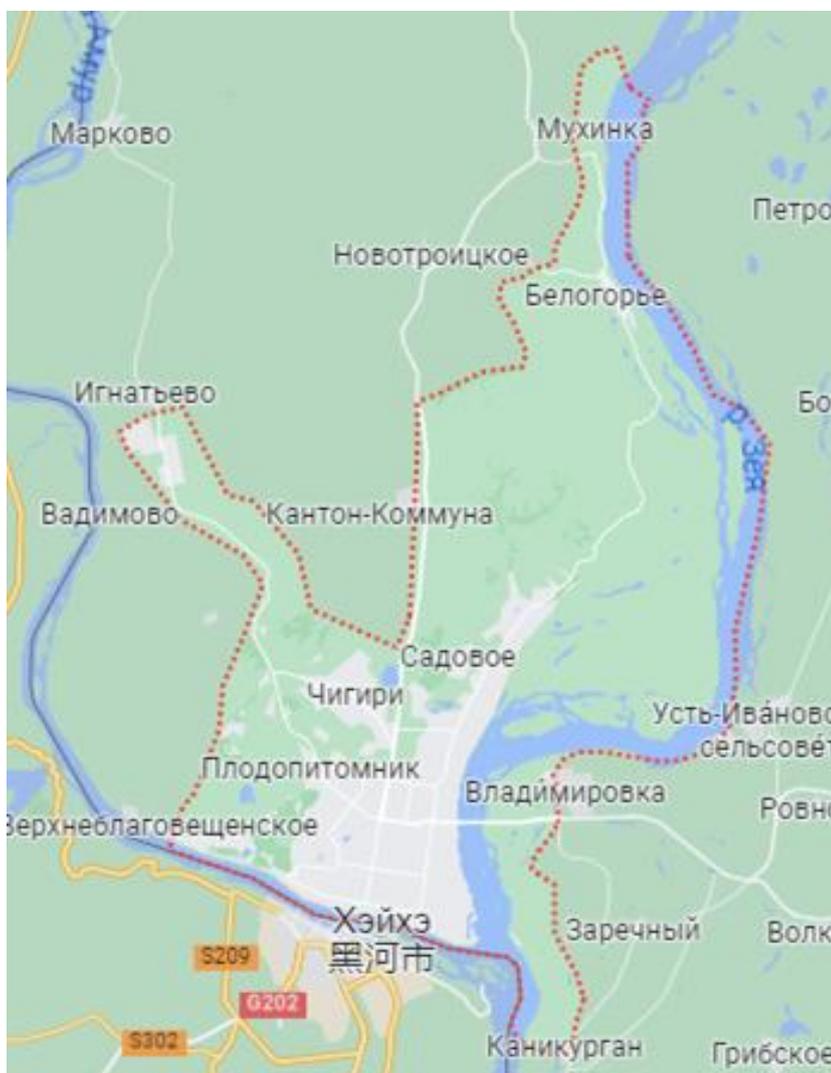


Рисунок 1 – Расположение Благовещенского района

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 грозных 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 выбрана часть района города Благовещенска в районе улиц Шевченко – Ломоносова. Расположение зданий в выбранном микрорайоне представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Выбранная часть города для реконструкции электрических сетей

2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома[41]:

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

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[41]:

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

Мощность лифтовых установок $P_{p.l\phi}$ определяется по формуле[41]:

$$P_{p.l\phi} = K_{c/l\phi} \sum_{i=1}^m P_{л\phi i} \quad (3)$$

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 $K_{c.c.m}$ [41]:

$$P_{c-m} = K_{c.c-m} \cdot \sum_{n=1}^n P_{c-m.y} \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается. Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{p.ж.д}$ определяется по формуле[41]:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{p.l\phi} + P_{c.m}) \quad (5)$$

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

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома $Q_{p.ж.д}$ определяется по формуле[28]:

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

Где $tg\phi_{кв}$ и $tg\phi_l$ – расчетные коэффициенты, которые принимаются по таблице 2.1.4 [41].

В качестве примера по формулам (1-6) будет рассчитана нагрузка жилого дома №32

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = 1,5 \cdot 150 = 225 \text{ кВт}$$

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:

$$P_{с-т} = 0,8 \cdot 5 \cdot 0,55 = 2,2 \text{ кВт}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_c = 0 + 2,2 = 2,2 \text{ кВт}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{p.ж.д} = 225 + 0,9 \cdot 2,2 = 226,98 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{p.ж.д} = 226,98 \cdot 0,29 = 65,8 \text{ квар}$$

Остальные нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Расчетные нагрузки жилых домов

№	Кол-во кв.	$P_{уд}$	$P_{кв}$	P_c	$P_{ржд}$	$Q_{ржд}$
25	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
26	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
31	200	1,5	300	2,2	301,98	87,5742
32	150	1,5	225	2,2	226,98	65,8242
36	150	1,5	225	10,2	234,18	67,9122
38	200	1,5	300	10,2	309,18	89,6622
38	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
40	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
41	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
42	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
43	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
44	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
45	50	1,05	52,5	0	52,5	15,225
46	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
47	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
48	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
49	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
50	100	1,5	150	2,2	151,98	44,0742
51	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
52	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
53	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
54	110	1,5	165	2,2	166,98	48,4242
59	110	1,5	165	3,2	167,88	48,6852
61	110	1,5	165	4,2	168,78	48,9462
62	100	1,5	150	5,2	154,68	44,8572
66	100	1,5	150	6,2	155,58	45,1182

2.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями.

В зданиях, которые получают электроснабжение от ввода 0,4 кВ, могут быть подключены электрические приемники встроенных объектов, такие как магазины и офисные помещения. При расчете максимальной нагрузки основного потребителя учитываются эти приемники с помощью коэффициентов участия.

Это позволяет определить долю максимальной нагрузки, которую занимают эти приемники, и выбрать соответствующее оборудование для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения здания. [28].

Данные по встроенным объектам отображены в таблице 3.

Таблица 3 – Встроенные объекты

№ на листе	Встроенные электроприемники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/условные единицы	K_y	$P_{\text{маг}}$	$P_{\text{ржд}}$
1	Магазин	м2	100	0,23	0,5	23	11,5
22	Магазин	м2	100	0,23	0,5	23	320,68
30	Магазин	м2	100	0,23	0,5	23	395,68
37	Магазин	м2	150	0,23	0,5	34,5	17,25

Расчётная нагрузка встроенного объекта в доме[41]:

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

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

S – площадь, м².

Нагрузка жилого дома с встроенным потребителем[41]:

$$P_{ржд.общ} = P_{ржд} + \sum_1^n k_y P_{об} \quad (8)$$

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

Рассчитаем нагрузку для магазина:

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

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

$$P_{\text{ржд.общ}} = 0 + 0,5 \cdot 23 = 11,5 \text{ кВт}$$

2.3 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Метод удельных нагрузок позволяет получить обобщенные данные о расчетных нагрузках общественных зданий. Для различных учреждений, таких как предприятия общественного питания, гостиницы, школы и детские сады, используется удельная нагрузка P_y приводится в расчете на 1 человека [41].

$$P_{\text{зд}} = p_{\text{уд}} \cdot M \tag{9}$$

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

M – количественный показатель.

Для примера рассчитаем нагрузку автошколы площадью 100 м².

$$P_{\text{зд}} = 0,13 \cdot 600 = 78 \text{ кВт}$$

Остальные расчеты приведены в таблицы 4.

Таблица 4 - Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Здание	Посещаемость , чел/площадь, м ²	Удельная нагрузка, кВт/ед	Мощность, кВт
Автошкола	100	0,13	13,00
Гараж	6	1	6,00
Гараж	20	1	20,00
Гараж	8	1	8,00
Гараж	12	1	12,00
Административное здание	100	0,55	55,00
Школа	500	0,13	65,00

2.4 Расчет осветительной нагрузки.

Расчет удельной нагрузки для наружного и внутриквартального освещения основывается на категории улиц, которая определяется с учетом градостроительных нормативов. Заносим в таблицу данные для расчета уличного освещения [28].

Таблица 5 – Данные для расчета уличного освещения

Улица	Категория	Длина улицы, км	Длина улицы на плане, см	Удельная нагрузка, Вт/км
Северная	Б	0,603	12	30
Ломоносова	Б	0,603	12	30
Забурхановская	Б	0,603	12	30
Шевченко	Б	0,253	6	30
Богдана Хмельницкого	Б	0,253	6	30
Пионерская	Б	0,253	6	30

Для уличного и внутриквартального освещения используем светильники с лампами ДРЛ ($\cos \varphi = 0,85$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$) [41].

Активная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт, определяется по формуле [26]:

$$P_{p.y.o} = \sum_{i=1}^n P_{уд.y.o.i} \cdot l_y \quad (10)$$

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

l_y – длина i -ой улицы, км.

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

Активная расчетная нагрузка внутриквартального освещения, кВт, определяется по формуле [28]:

$$P_{р.вн.кв} = P_{уд.вн.кв} \cdot F_{мкр} \quad (11)$$

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 км².

$$P_{р.вн.кв} = 1,2 \cdot 0,116 = 0,2 \text{ кВт}$$

Расчетная активная нагрузка освещения микрорайона, кВт [41]:

$$P_{р.о.мкр} = P_{р.y.o} + P_{р.вн.кв} \quad (12)$$

$$P_{р.о.мкр} = 37,95 + 0,2 = 38,15 \text{ кВт}$$

3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ КТП И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор номинального напряжения

При выборе номинального напряжения высоковольтной стороны трансформаторных подстанций рассматриваются два класса напряжений: 6 кВ и 10 кВ. Опыт эксплуатации этих классов напряжений показал, что сети 10 кВ являются более экономически выгодными [33], следовательно, при проектировании системы электроснабжения будем использовать напряжение высокой стороны КТП 10 кВ.

3.2 Выбор схемы электроснабжения

Рекомендуется использовать радиальную схему электроснабжения подстанций для обеспечения максимальной надежности питания объекта, который относится к первой категории по надежности и имеет высокие электрические нагрузки. Эта схема обеспечивает наибольшую надежность питания объектов, потребляющих электроэнергию [33].

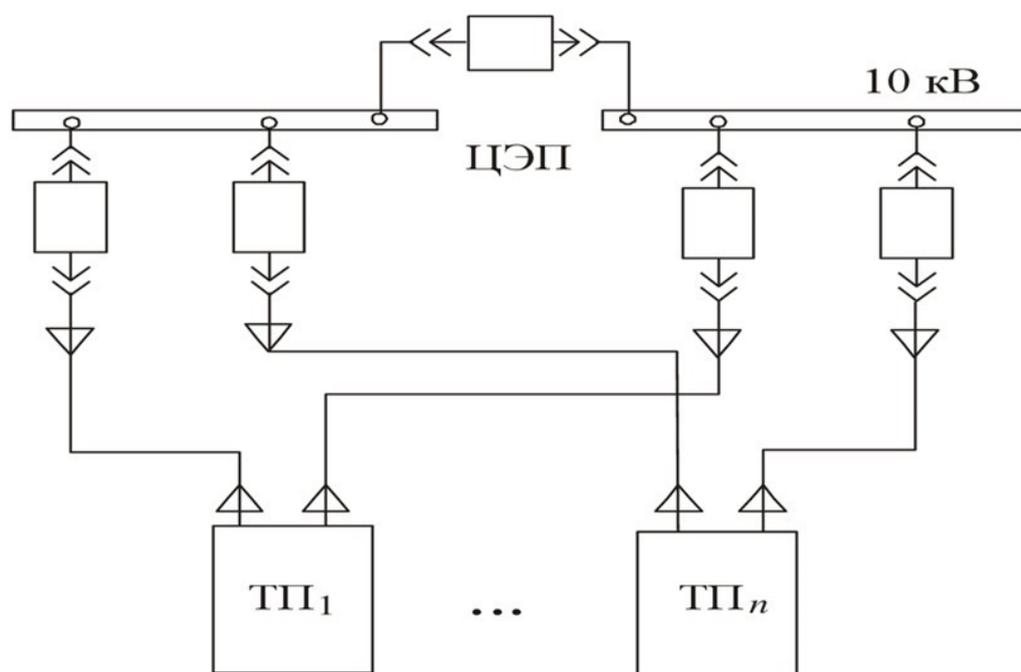


Рисунок 3 - Одноступенчатая радиальная схема

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.

При построении электрической сети необходимо учитывать множество вариантов, поэтому важным критерием выбора схемы является ее экономичность, удобство эксплуатации, надежность и простота. Иногда, требования надежности и удобства эксплуатации могут иметь больший приоритет, чем экономичность. Кроме того, схема должна быть построена таким образом, чтобы поврежденный участок сети был легко обнаруживаемым и заменяемым, чтобы минимизировать отключение потребителей. Выбор схемы зависит от конкретных условий и требует оценки всех показателей, включая затраты на сооружение и эксплуатацию, расход цветного металла и другие. Возможными вариантами схемы питающей сети 0,4 кВ являются петлевая, кольцевая, лучевая, радиальная и другие.

В нормальном режиме работы секции шин или линии функционируют отдельно друг от друга. Если одна магистраль выходит из строя, все электроприемники автоматически или вручную переключаются на другую магистраль, которая продолжает работу. В отличие от радиальной схемы, магистрали позволяют лучше использовать кабели при нормальном режиме работы, так как сечение кабелей выбирается по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме, и также позволяют уменьшить количество линий, идущих от ТП.

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

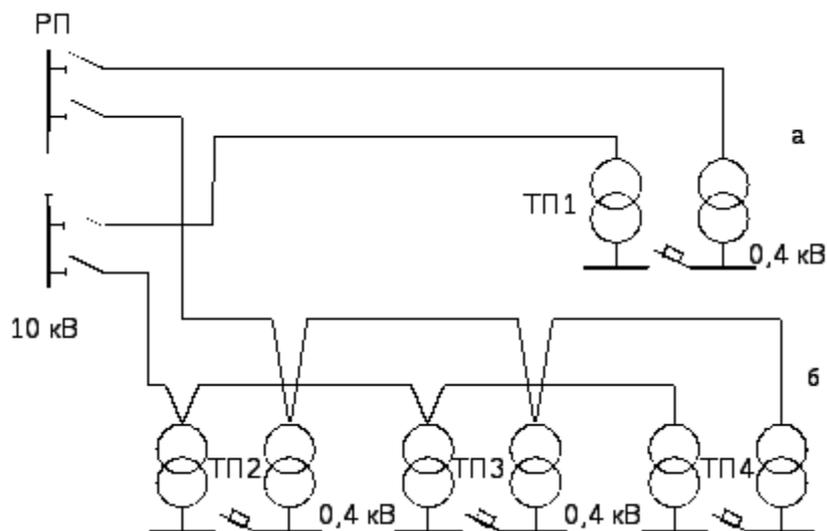


Рисунок 4 - Двухлучевая схема

4.2. Выбор сечения проводников низковольтной сети.

Выбор сечения проводов (кабелей) напряжением 0,38 кВ основывается на экономических интервалах и длительной расчетной нагрузке. Прохождение рабочего тока по проводникам вызывает их нагрев, значение тока определяется по формулам при равномерной нагрузке фаз [28]:

$$I_p = \frac{P_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos \phi \cdot n} \quad (13)$$

Выбор сечения кабеля производится на основе расчетного тока нагрузки, который должен быть не выше длительно допустимого тока кабеля. Однако, для обеспечения правильной работы, необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельных кабелей. Поэтому, для установки выбирается кабель с длительным расчетным током, который соответствует требованиям [25]:

$$I_p \leq \frac{I_{дон}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (14)$$

где $I_{доп}$ – 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 (13) и (14) будет произведен выбор сечения кабеля для дома №32.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{341}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9438 \cdot 2} = 274,5 \text{ А}$$

Выбираем сечение 240 мм², его длительно допустимый ток 381 А[29].

Проверяем сечение по длительно допустимому току по условиям нагрева кабеля:

$$240 \leq \frac{274}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 381 \text{ А}$$

Условие выполняется. Выбираем кабель АВВГ 4х240.

Остальной расчет приведен в приложении А.

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

Для расчета суммарной нагрузки используется следующий метод. Определяется потребитель, который создает максимальную нагрузку, и на основе этого потребителя вычисляются нагрузки остальных потребителей с помощью коэффициента участия. Таким образом, совмещенный максимум будет равен [28]:

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

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

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

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности [28].

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс}} + \sum k_{у.м.i} \cdot Q_i \quad (16)$$

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом [28]:

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

Для выбранного района также, как и в настоящее время питание будет осуществляется от трех КТП распределение потребителей и мощности нагрузки КТП приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Разделение потребителей по КТП

№ КТП	Потребители на плане	P, кВт	Q,кВар	S,кВА
КТП №1	1-30	1600	464	1666
КТП №2	31-44	1440	418	1499
КТП №3	45-67	2338	678	2434

Для примера будет рассчитана нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, от которых питается дом 22 на плане со встроенным магазином.

$$P_{\Sigma} = P_{нагр} = 1600 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{нагр} = 464 \text{ квар}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{1600^2 + 464^2} = 1666 \text{ кВА}$$

4.4 Выбор числа и мощности ТП.

В зависимости от расчётной нагрузки, потребители II и III категории могут использовать трансформаторные подстанции с одним или двумя трансформаторами. В городах с высокой плотностью населения и многоэтажной застройкой чаще всего используются двухтрансформаторные КТП, которые подключают к себе определенное количество и мощность потребителей, как указано в предыдущем пункте [28].

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА [41]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N_T \cdot k_3} \quad (18)$$

Где N_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7) [41].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы [41]:

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

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{S_{Tном}} \quad (20)$$

Для примера выбирается трансформатор для ТП, от которого питается дом со встроенным магазином №22 на плане.

Расчетная нагрузка:

$$S_p = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{2 \cdot 0,7} = 1190 \text{ кВА}$$

Выбираем ТМ-1250/10. Проверяем по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{2 \cdot 1250} = 0,66$$

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{1600^2 + 464^2}}{1 \cdot 1250} = 1,33$$

Условия выполняются.

Для КТП №1,2 и КТП №3 выбираем трансформаторы ТСЗ-1250/10 и ТСЗ-2000/10 соответственно.

Также рассмотри вариант, когда на КТП будет размещаться по 1 трансформатору. На КТП №1 примем к установке ТСЗ-2000/10, на КТП №2 примем к установке ТСЗ-1600/10, на КТП №3 примем к установке ТСЗ-3150/10.

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

4.5 Технико-экономическое сравнение выбранных трансформаторов

Приведенные затраты определяются по формуле [29]:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) + A_{\Sigma} \cdot (K_{КТП} + K_{НБК}) \quad (21)$$

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

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

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии;

A_{Σ} – суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание.

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = N_T \cdot (\Delta P_X \cdot T_G + K_{3\Phi}^2 \cdot K_{\Phi}^2 \cdot \Delta P_K \cdot T_P), \quad (22)$$

где ΔP_X – потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{3\Phi}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора;

K_{Φ} – коэффициент формы, равный 1,1;

T_G – время работы трансформатора, равное 8760 ч/год;

T_P – время работы.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-1250/10: $K_{КТП} = 35,07$ тыс.руб, $A_{\Sigma} = 0,094$.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-1600/10: $K_{КТП} = 49,54$ тыс.руб.

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-2000/10: $K_{КТП} = 52,1$ тыс.руб.

$$З = 0,12 \cdot (41,07 \cdot 4 + 52,01 \cdot 2) + 0,094 \cdot (41,07 \cdot 4 + 52,01 \cdot 2) = 42,8$$

Стоимость КТП с трансформатором ТСЗ-3150/10: $K_{КТП} = 106,4$ тыс.руб.

$$З = 0,12 \cdot (49,54 + 52,1 + 106,4) + 0,094 \cdot (49,54 + 52,1 + 106,4) = 44,52$$

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.

Выбор соответствующего электрооборудования, определение оптимальных режимов его работы и использование наиболее экономичных методов для повышения коэффициента мощности позволяют уменьшить потери мощности и энергии в сети. Это, в свою очередь, позволяет определить наиболее экономичный режим эксплуатации [50].

Потери мощности в линии определяются по формуле[41]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (23)$$

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[41]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (24)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (25)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам [41]:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{omn}} \cdot 100\% \quad (26)$$

где P_{omn} – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{omn} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (27)$$

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

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле [41]:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \quad (28)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

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

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери энергии в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau \quad (29)$$

В качестве примера потери мощности и энергии в сетях 0,38 кВ будут определены у дома 22 на плане со встроенным магазином.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 318^2 \cdot 0,16 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} = 0,97 \text{ кВт}$$

Время потерь:

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

Энергия, теряемая на участке линии:

$$\Delta W = 0,97 \cdot 4342 = 4215 \text{ кВтч}$$

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

$$\Delta P\% = \frac{0,97}{395} \cdot 100\% = 0,002 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{4215}{395 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,0018 \%$$

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

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

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. [28]:

$$I_p \leq \frac{I_{дон}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (30)$$

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (31)$$

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 1666 кВА.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{1666}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,928} = 98,71 \text{ А}$$

Выбираем сечение 95 мм². Его длительно допустимый ток равен 205 А[28].

Проверяем на термическую стойкость к токам к.з.

$$61 \leq \frac{98,71}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 205 \text{ А}$$

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 [28]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (32)$$

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 [28]:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (33)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле [28]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (34)$$

где T_M – число часов использования максимума нагрузки, час.

Потеря мощности и энергии, теряемые в линиях, в процентах от потребляемой определяется по формулам [28]:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\% \quad (35)$$

Где $P_{отп}$ – потребляемая мощность.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{P_{\text{отп}} \cdot T_M} \cdot 100\% \quad (36)$$

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

Для примера будут рассчитаны потери участка РП-ТП1.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot 98^2 \cdot 0,94 \cdot 0,774 \cdot 10^{-3} = 7,8 \text{ кВт}$$

Время потерь:

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

Энергия, теряемая на участке линии:

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

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

$$\Delta P\% = \frac{7,8}{1666} \cdot 100\% = 0,8 \%$$

$$\Delta W\% = \frac{34117}{1666 \cdot 5800} \cdot 100\% = 0,6 \%$$

Остальной расчет приведен в приложении Б.

5.3 Распределительные пункты 6—10 кВ.

Для размещения оборудования РП используются отдельно стоящие здания одного или двух этажей в зависимости от типа кабельных вводов или воздушных. Силовые трансформаторы, РУ 6-10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных

помещениях. РУ 6-10 кВ оснащаются камерами КСО и ячейками КРУ, а щит 0,38 кВ - панелями типа ЩО-2000. Для линий 6-10 кВ используются вакуумные выключатели типа ВВ/СЭЩ-10.

Релейная защита функционирует на переменном токе высокой частоты. Распределительный пункт может использоваться в телемеханизированных сетях. В РП с диспетчерским пунктом предусмотрены устройства водоснабжения, канализации и электрического отопления. Естественная вентиляция помещения осуществляется с помощью приточно-вытяжной системы [42].

Для микрорайона необходимо 1 РП, которое питается со стороны подстанции «ПРП» 35/10.5 в свою очередь ПРП питается от ПС 110 кВ Сетевая и ПС 110 кВ Западная.

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

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

6.1 Выбор силовых трансформаторов

Согласно установленным нормам, рекомендуется выбирать мощность трансформаторов на понижающих подстанциях, исходя из допустимой перегрузки в послеаварийных режимах, которая не должна превышать 70%, а также учитывая время максимальной общей суточной нагрузки, которое не должно превышать 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители 1-й категории, то необходимо установить не менее двух трансформаторов [44].

Мощность для ПРП 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 [28]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (37)$$

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

N - число автотрансформаторов, в данном случае 2 [28];

K_3 - коэффициент загрузки, а данном случаи принимается 0,7 [28].

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{13268^2 + 3571^2}}{2 \cdot 0,7} = 9814 \text{ кВА}$$

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

Расшифровка марки трансформатора [29]:

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 [28]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (38)$$

$$K_H = \frac{9814}{2 \cdot 10000} = 0,49$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме [28]:

$$K_{II/A} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{N \cdot S_{AT}}, \quad (39)$$

$$K_H = \frac{9814}{10000} = 0,98$$

Трансформатор соответствует условиям, так как коэффициенты нагрузки находятся в необходимых пределах.

В данном разделе, на основании рассчитанной в разделе 2 нагрузки выбранного района и данным контрольного замера ПРП 35/10 кВ, была произведена проверка трансформаторов ТДНС-10000/35/10-У1 которые расположены на ПРП 35/10 кВ, у существующих трансформаторов имеется 42% запас на загрузку.

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

При выборе схемы РУ учитывают следующие ее параметры [24]:

- 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.

Ниже представлены схемы распределительных устройств. Для распределительных устройств высокого и низкого напряжения выбирается схема с одной секционированной выключателем системой шин.

Схема имеет ряд достоинств, таких как простота и малая вероятность аварийных и оперативных переключений, экономичность, возможность использования ячеек КРУ и возможность кратковременного вывода из работы до 50% потребителей при аварии любого элемента.

Однако, схема также имеет недостатки, такие как отсутствие энергоснабжения для потребителей во время ремонта или аварии, необходимость рассчитывать секции сборных шин на 100% нагрузки потребителей, а также отсутствие резервных возможностей для потребителей в случае ремонта секций в распределительном устройстве, выполненном по схеме одна рабочая секционированная.

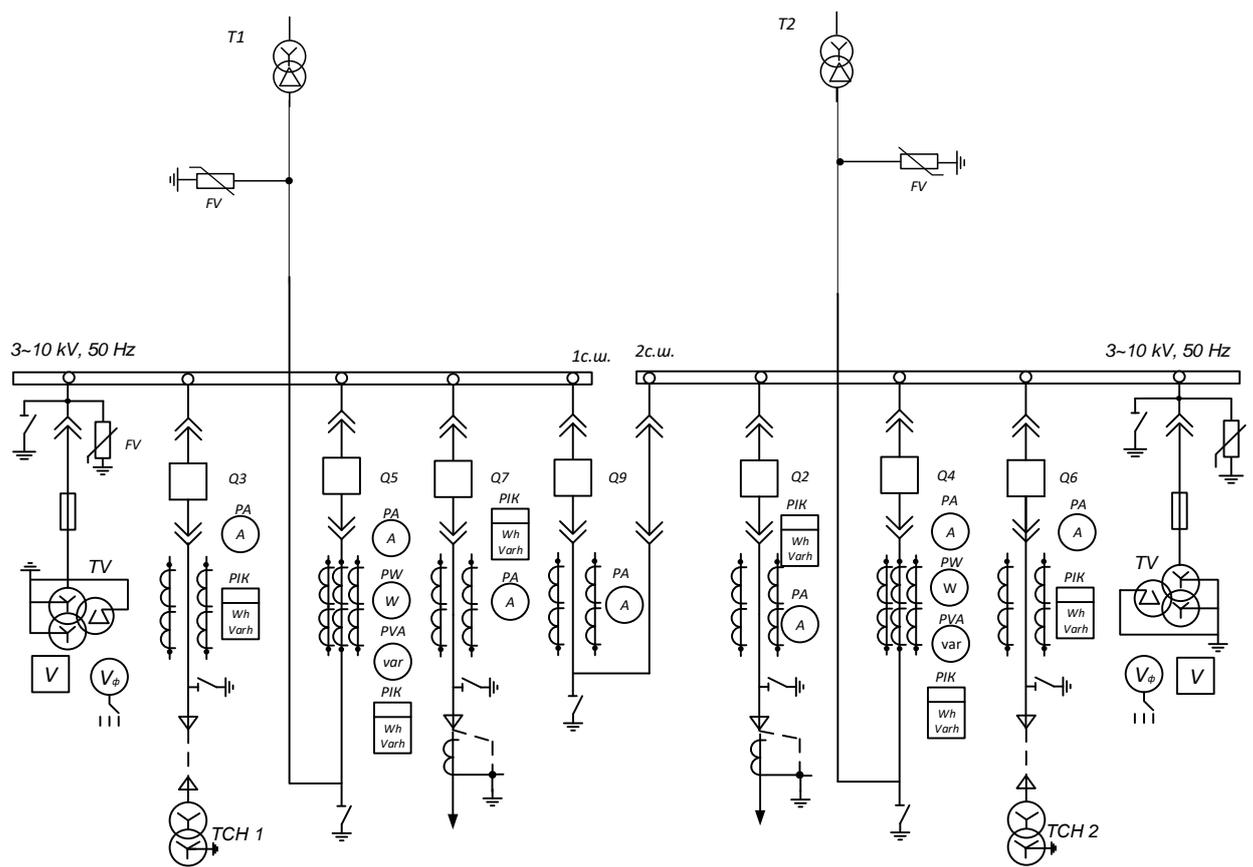


Рисунок 5 – Схема РУ НН

В данном разделе, основываясь на условия надежности и экономической целесообразности, были выбраны схемы распределительных устройств.

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[39]: шины 10кВ ПС «ПРП» и проектируемой РП, и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Исходная схема представлена на рисунке 6.

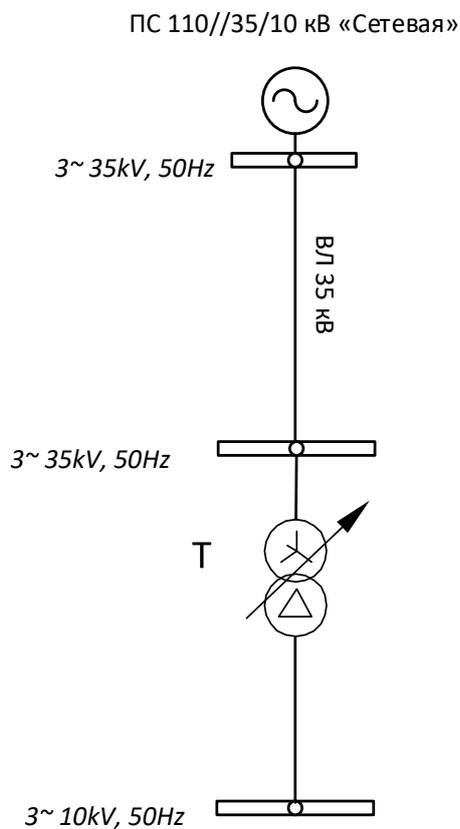


Рисунок 6 - Исходная схема.

Схема замещения представлена на рисунке 7.

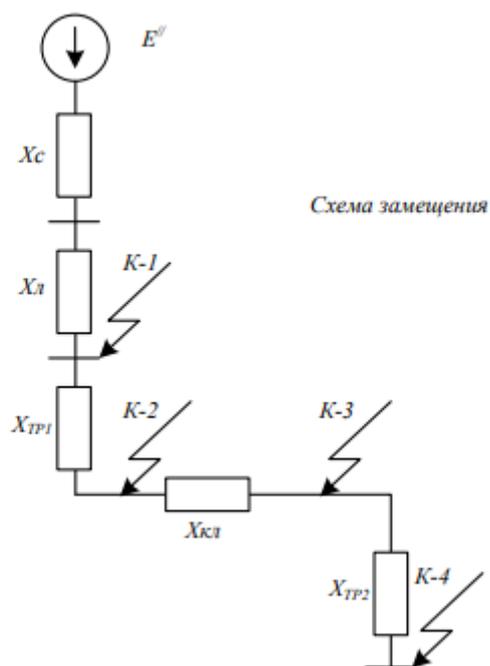


Рисунок 7 - Схема замещения.

Параметры системы: $S_{K3}=100$ МВА; $U_C=35$ кВ.

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{K3}} \quad (40)$$

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

Воздушные линии: ВЛ-35 кВ Сетевая – ПРП выполнена проводом АС-120/19 [39]:

$$F=120\text{мм}^2;$$

$$X_0=0,414 \text{ ом/км};$$

$$L=5 \text{ км};$$

$X_{Л}=2,07$ ом.

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

Приблизительно выбирается сечение по экономической плотности тока [39]:

$$I_{л} = \frac{S_{рас}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} \quad (41)$$

$$I_{л} = \frac{5419}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 149 \text{ А}$$

Выбираются два кабеля сечением 240 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.

Выбираются базисные значения величин напряжения U_6 и мощности S_6
 $U_6=35$ кВ, $S_6=100$ МВА.

Рассчитываются базисные ток и сопротивление [39]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (42)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

$$X_6 = \frac{U_6^2}{S_6} \quad (43)$$

$$X_6 = \frac{35^2}{100} = 12,25 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах [39]:

Система:

$$X_{c*} = \frac{X_c}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (44)$$

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

ЛЭП [39]:

$$X_{л*} = \frac{X_{л}}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (45)$$

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

Трансформатор [39]:

$$X_{m*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (46)$$

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

Определяется результирующее сопротивление [39]:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} \quad (47)$$

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

Определяем токи к.з. в первой расчетной точке К1. Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания [39]:

$$I_{П0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (48)$$

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

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

Определим ударный ток [39]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (49)$$

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

здесь ударный коэффициент $K_y = 1,8$.

Для расчета токов к.з. за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычислим базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения [39]:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (50)$$

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

$$X_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{\sigma}} \quad (51)$$

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

Вычислим результирующее сопротивление до точки К2 [39]:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} + X_{m*} \quad (52)$$

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

Определим значения токов к.з. для точки К2 [39]:

$$I_{П0} = \frac{E_{*}''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (53)$$

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

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (54)$$

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

Здесь ударный коэффициент $K_y = 1.8$.

8.2. Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ РП

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

Приведем его к базисным относительным единицам [39]:

$$X_* = \frac{X}{X_{баз}} \quad (55)$$

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

$$R_* = 0,89 \text{ о.е.}$$

Когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению [39]:

$$Z = \sqrt{X_*^2 + R_*^2} \quad (56)$$

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

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных кабеля [39]:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{т*} + \frac{Z}{2} \quad (57)$$

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

Для точки КЗ [39]:

$$I_{\text{П0}} = \frac{E_*''}{X_{\text{рез}^*}} \cdot I_{\text{б}} \quad (58)$$

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

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{П0}} \quad (59)$$

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

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 сторонам по 35 и 10 кВ

Максимальными рабочие токи определяются как [29]:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (60)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – 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:

$$P_{\Sigma} = 7890 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 2930 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{макс.раб.110}} = \frac{\sqrt{7890^2 + 1930^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 134 \text{ А}$$

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

$$P_{\Sigma} = 7890 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 1930 \text{ квар}$$

Тогда максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max.раб.10}} = \frac{\sqrt{7890^2 + 1930^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 447 \text{ А}$$

9.2 Выбор типа распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов, в которых уже встроены аппараты, измерительные и защитные приборы, а также вспомогательные устройства. Такие шкафы, уже с готовым к работе оборудованием, доставляют на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет значительно ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасны в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Для КРУ напряжением 6-35 кВ обычно используются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей - втычные контакты. Обычно КРУ поставляются отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в распределительном устройстве. По желанию заказчика, КРУ может поставляться транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей. КРУ может включать в себя шинные мосты между двумя рядами ячеек, шинные вводы, кабельные вводы для ввода силовых кабелей, кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей, блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей, а также переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий.

Для распределительного устройства 35 кВ примем к установке КРУ-СЭЩ-65. В таблице 7 представлены параметры КРУ-СЭЩ-65 [29].

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
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 134 \text{ А}$	
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3.59 \text{ кА}$	
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

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

9.3 Выбор и проверка выключателей

В качестве силовых выключателей в КРУ используются ВВУ-СЭЩ 35 [29].

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

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 134 \text{ А}$	
$I_{ном.откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 1,41 \text{ кА}$	
$i_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 1,41 \text{ кА}$	
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,59 \text{ кА}$	
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 1,41 \text{ кА}$	
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

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 [29]

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 [29]:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ} .$$

2 По току продолжительного режима [29]:

$$1600 \text{ А} \geq 447 \text{ А} .$$

Проверка ячеек КРУ.

1 При выборе встроенных выключателей в КРУ будет проверяться их способность отключать периодическую составляющую тока короткого замыкания (КЗ) и полный расчетный ток КЗ. Для каждого встроенного выключателя будет рассчитываться номинально допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе на определенный момент времени t .

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [29]:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.0.к2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а.к2}}) , \quad (61)$$

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

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

3 По электродинамической стойкости [29]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.к2}}, \quad (62)$$

$$81 \text{ кА} \geq 7,1 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 447 \text{ А}$	
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,1 \text{ кА}$	
$B_{\text{к.ном}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 447 \text{ А}$	
$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} = 2,79 \text{ кА}$	
$i_{\text{вкл}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,1 \text{ кА}$	
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 2,79 \text{ кА}$	
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,1 \text{ кА}$	
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 2,79 \text{ кА}$	
$B_{\text{к.ном}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

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.

9.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Таблица 13 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке [29]

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[29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 900$ А	$I_{раб.мах} = 134$ 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	$I_{уд} = 3,59$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_{к.ном} = 5$ кА ² ·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 [29]

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 134 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (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 [29]

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 134 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (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-СЭЦ-10-600.

Таблица 19– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке [29]

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 447 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (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-10-600.

Таблица 21 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке [29]

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 447 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (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 фидерных ячейках:

К установке принимается ТОЛ -СЭЩ-10-300.

Таблица 23 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках [29]

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 [29]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 224 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (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.

9.5 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 [29]

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
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 80 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

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 [29]

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	Ртутный 230	7,5	14	105
Итого				132

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

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

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

9.6 Выбор и проверка токоведущих частей

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

Выбор сечения шин производится по допустимому току [29]:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп} \tag{63}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости [29]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (64)$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется;

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [29]:

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

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [29]:

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

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины [29]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (67)$$

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

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [29]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (68)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (69)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}; \quad (70)$$

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

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 134 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 75 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 73,22 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 10 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 2,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

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

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 447 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 55,45 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 12,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 4,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

9.7 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям [29]:

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:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (71)$$

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб [29]:

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

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 [29]:

Таблица 32 – Сопоставление данных опорных изоляторов

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

Условия выбора:

По номинальному напряжению [29]

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (72)$$

$$10 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [29]

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (73)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (74)$$

$$F_{ДОП} = 3600 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб [29]:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (75)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (76)$$

$$k_h = 1,654;$$

$$F_{расч} = 285,8 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – 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.

9.8 Выбор ОПН

Проводится аналогично выбору для 10 кВ [29].

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

Тип ОПН	ОПН-П1-35/44/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	101,3
Длина пути утечки, см	163
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,8

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (77)$$

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:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (78)$$

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

$$10,5\text{кВ} \geq 6,64\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15-1,2) \quad (79)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50} \quad (80)$$

где - $U_{исн50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе принимаем равным 60. [28]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 60 = 102,8 \text{ кВ}$$

$$37 \leq 102,8 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$37 \leq 85,6 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (81)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(59);

$$A_{вн} = (59 - 37) / 59 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,37 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (82)$$

$$A_{ep} = (59 - 37) / 59 > 0,25$$

$$A_{ep} = 0,37 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

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

9.9 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей, которые потребляют электроэнергию для собственных нужд на подстанциях, зависит от нескольких факторов, таких как тип подстанции, мощность трансформаторов, тип используемого электрооборудования. Наиболее важными потребителями электроэнергии для собственных нужд на подстанциях являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения и электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [29]. При выборе мощности трансформаторов учитываются нагрузки, необходимые для обеспечения собственных нужд, а также коэффициенты загрузки и одновременности. Кроме того, 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 _{уст} , 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

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (83)$$

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

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

10 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ПРП

10.1 Молниезащита ПС 35 кВ ПС ПРП

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 ПРП 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 [36].

Район проектирования подстанции находится в зоне действия грозových часов 35 часов в год, следовательно, КРУ необходима установка молниеотводов [36].

Молниезащита на КРУ может выполняться двумя видами [40]:

- 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 [40]:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (84)$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (85)$$

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

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

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (86)$$

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 ПС 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 [40]. 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 $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС [40]:

$$S < (a_T + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_T + 1,5), \quad (87)$$

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

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [40]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}}, \quad (88)$$

Где $I_{кз}^2$ - ток короткого замыкания, А;

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

β - 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:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (89)$$

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

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (90)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

a_K, b_K, c_K, α_K , - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2, \quad (91)$$

D_{HP} - диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

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

$$F_{M,II} = \pi \cdot R^2$$

где R – радиус горизонтальных прутков, примем 8 мм^2

$$F_{M,II} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости [40]:

$$F_{M,II} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \quad (92)$$

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

$$201 \geq 116,8 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя [40]:

$$L_T = (a_T + 3) \frac{b_T + 3}{\kappa} + (b_T + 3) \frac{a_T + 3}{\kappa} \quad (93)$$

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

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

Уточняется длина горизонтальных полос [40]:

$$L_{\Gamma.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1) \quad (94)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (95)$$

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

Принимаем 4 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c} \quad (96)$$

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 [40]:

$$p_{\text{экв}} = \frac{h_3}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}} \quad (97)$$

Где $h_3 = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7 \text{ м}$ - глубина заложения заземлителя.

$p_1 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 8 \text{ м}$ - соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$p_2 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_2 = 9 \text{ м}$ 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:

$$R_{\text{ПС}} = p_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B + l_B} \right) \quad (98)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , по [40] 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 [40]:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (99)$$

где I_M - ток молнии, равный 50 кА.

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{684}}{(14,42 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,11$$

Импульсное сопротивление [40]:

$$R_H = R_{\text{ПС}} \cdot \alpha_H \quad (100)$$

$$R_H = 0,235 \cdot 1,11 = 0,26 \text{ Ом}$$

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, используемый на электрических станциях и подстанциях, служит для питания вторичных устройств, таких как оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. Кроме того, при возникновении аварийных ситуаций оперативный ток используется для обеспечения аварийного освещения и электроснабжения важных механизмов СН, таких как аварийные масляные насосы систем регулирования, смазки, уплотнений турбогенераторов и синхронных компенсаторов. Это позволяет сохранить работоспособность оборудования и предотвратить возможные аварии [42].

Источники оперативного тока должны быть надежными, иметь достаточную мощность для питания вторичных устройств и обеспечивать стабильное напряжение. Для обеспечения повышенной надежности требуется резервирование источников тока и распределительных сетей. Аккумуляторные батареи являются наиболее надежными источниками питания, но их применение сопряжено с высокой стоимостью и сложностью эксплуатации. Кроме того, централизованное распределение аккумуляторных батарей требует сложной и разветвленной сети, а их эксплуатация требует специально оборудованного помещения.

Применение переменного и выпрямленного оперативного тока в установках позволяет избежать использования дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить количество разветвленных оперативных цепей. Современная электропромышленность производит серийную релейную аппаратуру и приводы выключателей, короткозамыкателей и отделителей, которые могут работать напрямую на переменном оперативном токе и от выпрямительных устройств в установках с напряжением 3-10, 35 и 110 кВ. Существуют специальные схемы защиты элементов станций и подстанций с

питанием оперативных цепей выпрямленным током и специальные выпрямительные устройства. В качестве источников переменного оперативного тока могут использоваться трансформаторы СН, трансформаторы тока, питающие цепи релейной защиты, трансформаторы напряжения и предварительно заряженные конденсаторы. Использование выпрямленного оперативного тока позволяет применять аппараты оперативных цепей и схемы, аналогичные тем, которые используются в установках с постоянным оперативным током. В качестве источников выпрямленного оперативного тока могут использоваться ТСН, трансформаторы тока и напряжения, а также выпрямительные блоки питания и предварительно заряженные конденсаторы [42].

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, [12].

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

Максимальная токовая защита линий

Находится ток срабатывания защиты, кА [42]:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (101)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$ [42];

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1 [42];

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$ [42];

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

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как [42]:

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 224 = 259 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле [42]:

$$I_{c.р.} = \frac{k_{сх.}}{k_T} \cdot I_{c.з.}, \quad (102)$$

где $k_{сх.}$ – 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 $I_{ном.} = 300$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ [42]:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (103)$$

$$k_T = \frac{300}{5} = 60 \text{ А,}$$

$$I_{c.р.} = \frac{1}{60} \cdot 259 = 4,31 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты [42]:

$$K_{ч.} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.р.}}, \quad (104)$$

$$K_{ч.} = \frac{2420}{260} = 9,3 \geq 1,5$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [42]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (105)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (106)$$

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

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

Проверяем чувствительность защиты [42]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (107)$$

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

где – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.p.} = k_{CX} \frac{I_{c.з.}}{n_T}. \quad (108)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{3,07}{60} = 51 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО: .

11.3 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении [42]:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (109)$$

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

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

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (110)$$

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

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, [42].

11.4 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическое ограничение снижения частоты является механизмом, который предназначен для защиты электросистемы России от возможного дефицита активной мощности в отдельных регионах, который может привести к глубокому снижению частоты и напряжения. Это может привести к повреждению

оборудования, нарушению работы АЭС и энергопринимающих установок потребителей, а также к полному прекращению электроснабжения.

Автоматическое ограничение снижения частоты должно прекратить процесс аварийного снижения частоты и поднять ее до уровня, при котором электросистема может работать безопасно и длительное время. Автоматическое ограничение снижения частоты включает в себя АЧР, которое отключает нагрузку потребителей по мере снижения частоты и увеличения продолжительности существования пониженной частоты.

АЧР1 - быстродействующее устройство, которое предотвращает автоматическую или оперативную разгрузку энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц. АЧР2 - несовмещенное и совмещенное устройство, которое действует на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей и предотвращает зависание частоты на недопустимо низком уровне.

Мощность нагрузки, подключаемой к АЧР, выбирается из условий ликвидации расчетных дефицитов активной мощности и принимается с запасом, учитывая возможность возникновения аварийного дефицита активной мощности и снижения мощности нагрузки в выходные и праздничные дни. Расчет объема нагрузки, подключаемой к АЧР, осуществляется на основе анализа схем и режимов начиная с аварийного отделения части энергосистемы вплоть до разделения ЕЭС России на части.

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:

$$I_c = \frac{1,3 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (111)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,3 \cdot 10 \cdot 6,2}{10} = 8,06 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора нецелесообразна, в случае, когда ток менее 20 А по [36] в сети 10 кВ.

13 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Для управления ПРП 35/10 кВ используются «Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» (№ 13861 ТМ – т. 1, М., ЭСП, 1991).

Оборудование 10 кВ ПРП и ТП находится 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).

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».

Для ПС предусмотрена централизованная система гарантированного электропитания (СГЭ) переменного тока (220В, 50 Гц) и 48В постоянного тока для систем связи, телемеханики и АИИС КУЭ, которая выполнена от двух секций шин щита собственных нужд через АВР с резервированием от проектируемого источника бесперебойного питания ИБП Eaton Powerware 9125 5000ВА в рамках комплекта 020.22.08-1-СС.

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 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 объёме	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 [36].

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 располагает на высоте 0,1–0,2 м [36].

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 [36].

Территория подстанции «ПРП» 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 воздухохранилища, 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

Различают следующие виды воздействия электромагнитного поля:

– 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 [36].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают

определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

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 маслосорник [36].

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 маслосорника 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 нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Для подстанции 35/10 кВ «ПРП» 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 Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1 м при массе масла в автотрансформаторе от 2 до 10 т [36].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (112)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (113)$$

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:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (114)$$

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

2 Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (115)$$

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·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (116)$$

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

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}}, \quad (117)$$

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:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (118)$$

где $I=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды, $t=30 \text{ мин}=1800\text{с}$;

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

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (119)$$

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

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

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

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.

12.3 Чрезвычайные ситуации

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 м² .

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 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м³ 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 было произведено проектирование системы электроснабжения микрорайона города Благовещенска в районе улиц Шевченко - Ломоносова.

В ходе выполнения работы были использованы и применены все полученные в ходе обучения знания и навыки. При проектировании системы электроснабжения особая роль уделялась её надежности, так как электроприемники рассматриваемого объекта относятся к первой категории по надежности.

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 «ПРП». На всех классах 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). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=e81f6ef4-fd62-494c-818d-6fa75cd7154c> (дата обращения 01.03.2023).
- 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 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294836/4294836274.pdf> (дата обращения 23.02.2023).

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

11 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).

12 ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820743.pdf> (дата обращения 02.02.2023).

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

14 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.

15 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.

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

17 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.

18 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

19 Информационная книга инженера электрика: справочное издание /сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.

20 Искусственный интеллект и интеллектуальные системы управления. / И.М. Макаров, В.М. Лохин, С.В. Манько, М.П. Романов. Наука. – 2006.

- 21 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 22 Кобец Б.Б., Волкова В.В. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid. М. ИАЦ Энергия, 2010.
- 23 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 24 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)
- 25 Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
- 26 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.
- 27 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). [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/evolution/innovations/Presentation/Doklad_Makarevich.pdf (дата обращения 01.05.2023).
- 28 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 29 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.

30 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.

31 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.

32 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 .

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

34 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)

35 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2013).

36 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». [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534> (дата обращения 15.05.2023).

37 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.

38 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.

39 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.

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

41 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).

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

43 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.

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

45 Сухие силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tor-trans.ru/drytrans.html> (дата обращения 22.11.2013).

46 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 02.12.2013).

47 Трансформаторы Геафоль // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/spravka/transformatory/transformatory-geafol.html> (дата обращения 22.11.2022).

48 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.

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

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

51 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)

52 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

№ на плане	Наименование	P _{ржд}	l _p	Кабель	?P	dP%
1	Магазин	11,5	9,2564327	АВВГ 1x2.5	0,0008	0,0072
2	Автошкола	13	10,463793	АВВГ 1x2.5	0,0011	0,0081
3	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
4	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
5	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
6	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
7	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
8	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
9	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
8	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
9	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
10	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
11	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
12	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
13	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
14	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
15	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
16	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
17	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
18	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
19	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
20	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
21	Детский сад	39	31,39138	АВВГ 1x6	0,0095	0,0243
22	Жилой дом 5 этажей	320,68	258,11764	АВВГ 1x150	0,6396	0,1995
	Магазин		0		0	0
23	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
24	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
25	Жилой дом 12 этажей	309,18	248,86121	АВВГ 1x150	0,5945	0,1923
26	Жилой дом 12 этажей	309,18	248,86121	АВВГ 1x150	0,5945	0,1923
27	Гараж	6	4,8294431	АВВГ 1x2.5	0,0002	0,0037
28	Гостиница	44	35,415916	АВВГ 1x6	0,012	0,0274
29	Гараж	20	16,098144	АВВГ 1x2.5	0,0025	0,0124
30	Жилой дом 6 этажей	395,68	318,48568	АВВГ 1x150	0,9738	0,2461
	Магазин		0		0	0
31	Жилой дом 5 этажей	301,98	243,06587	АВВГ 1x150	0,5672	0,1878
32	Жилой дом 4 этажей	226,98	182,69783	АВВГ 1x70	0,3204	0,1412
33	Гараж	8	6,4392575	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,005
34	Гараж	20	16,098144	АВВГ 1x2.5	0,0025	0,0124
35	Гараж	8	6,4392575	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,005
36	Жилой дом 8 этажей	234,18	188,49317	АВВГ 1x70	0,3411	0,1457
37	Магазин	17,25	13,884649	АВВГ 1x2.5	0,0019	0,0107
38	Жилой дом 12 этажей	309,18	248,86121	АВВГ 1x150	0,5945	0,1923
39	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
40	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
41	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
42	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
43	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
44	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
45	Жилой дом	52,5	42,257628	АВВГ 1x6	0,0171	0,0327
46	Жилой дом 4 этажей	151,98	122,32979	АВВГ 1x70	0,1437	0,0945
47	Жилой дом 4 этажей	151,98	122,32979	АВВГ 1x70	0,1437	0,0945
48	Жилой дом 4 этажей	151,98	122,32979	АВВГ 1x70	0,1437	0,0945
49	Жилой дом 5 этажей	166,98	134,4034	АВВГ 1x70	0,1734	0,1039
50	Жилой дом 4 этажей	151,98	122,32979	АВВГ 1x70	0,1437	0,0945
51	Жилой дом 5 этажей	166,98	134,4034	АВВГ 1x70	0,1734	0,1039
52	Жилой дом 5 этажей	166,98	134,4034	АВВГ 1x70	0,1734	0,1039
53	Жилой дом 5 этажей	166,98	134,4034	АВВГ 1x70	0,1734	0,1039
54	Жилой дом 5 этажей	166,98	134,4034	АВВГ 1x70	0,1734	0,1039
55	Гараж	12	9,6588863	АВВГ 1x2.5	0,0009	0,0075
56	Гараж	12	9,6588863	АВВГ 1x2.5	0,0009	0,0075
57	Административное здание	55	44,269896	АВВГ 1x6	0,0188	0,0342
58	Гараж	12	9,6588863	АВВГ 1x2.5	0,0009	0,0075
59	Жилой дом 5 этажей	167,88	135,12782	АВВГ 1x70	0,1753	0,1044
60	Школа	65	52,318967	АВВГ 1x10	0,0263	0,0404
61	Жилой дом 5 этажей	168,78	135,85224	АВВГ 1x70	0,1772	0,105
62	Жилой дом 4 этажей	154,68	124,50304	АВВГ 1x70	0,1488	0,0962
63	Гараж	8	6,4392575	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,005
64	Гараж	12	9,6588863	АВВГ 1x2.5	0,0009	0,0075
65	Гараж	12	9,6588863	АВВГ 1x2.5	0,0009	0,0075
66	Жилой дом 4 этажей	155,58	125,22746	АВВГ 1x70	0,1505	0,0968
67	Гараж	8	6,4392575	АВВГ 1x2.5	0,0004	0,005

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

№ КТП	P, кВт	Q,кВа р	S,кВА	I _p , А	Кабель	ΔP	dP,%	dW	dW,%
КТП №1	1600	464	1666	98,714	ААШВУ(3х50)	2,1159	2,1435	9187,2	0,001
КТП №2	1440	418	1499	88,819	ААШВУ(3х50)	1,713	1,9286	7437,7	0,0009
КТП №3	2338	678	2434	144,22	ААШВУ(3х70)	4,5163	3,1316	19610	0,0014