

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«22» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилых кварталов 16, 17, 22,
23 города Благовещенск

Исполнитель
студент группы 442-064 13.06.2018  Е.А. Толстихин
подпись, дата

Руководитель
канд. техн. наук, доцент 15.06.18  А.А. Остапенко
подпись, дата

Консультант:
безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент 19.06.2018  А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент 13.06.2018  А.Н. Козлов
подпись, дата

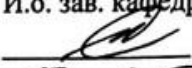
Благовещенск 2018

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

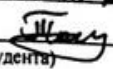
Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

- К выпускной квалификационной работе студента Толетикина Егора
Александровича
1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция системы электроснабжения
пятих квартир 16, 14, 12, 23
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы 08.06.2018
 3. Исходные данные к бакалаврской работе: Электрические нагрузки;
схема электроснабжения
 4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Проектирование внешнего и внутреннего электроснабжения;
учет токов короткого замыкания; подбор оборудования
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) листы графической
таблицы: 1-исходная схема 10кВ; 2-расчет схемы 0,38 и 10кВ;
3-однолинейная схема; 4-заземление; 5-защита линии; 6-Компьютер
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Подгорская Ирина Семеновна; Журавков Андрей
Сергеевич
 7. Дата выдачи задания 12.03.2018
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Остапенко Александр
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
Анатольевич; зав кафедрой, кандидат технических наук, доцент
- Задание принял к исполнению (дата): 4.05.2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 12 рисунков, 132 формул, 36 таблиц, 7 использованных источников.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ ГОРОДА, НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ, ТОКИ, КАБЕЛИ, КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ ЗАЩИТЫ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данной выпускной квалификационной работе была модернизирована схема электроснабжения районов 16, 17, 22, 23 города “Благовещенск”.

Цель работы – провести реконструкцию системы электроснабжения города Благовещенска. Разработать наиболее экономичный и надёжный, с точки зрения эксплуатации, вариант. И заложить основу для перспективы развития района, с точки зрения прироста электрической нагрузки.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: модернизация схемы электроснабжения района города Благовещенска, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провести расчет технико-экономических показателей проекта, выбор уставок РЗ и А.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Краткая характеристика жилого района	9
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	10
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	10
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	10
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	12
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	12
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	12
2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	18
2.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	18
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	21
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	25
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	27
4 Выбор схемы и конструкции ТП	31
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	32
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	37
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	37
6.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	38
6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	39
6.4 Расчет электрических нагрузок РП	42
7 Выбор схемы и конструкции РП	45
8 Расчет токов КЗ	46
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	46

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	48
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	53
10 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	55
11 Выбор и проверка электрических аппаратов	57
11.1 Выбор и проверка выключателей	57
11.2 Выбор и проверка трансформатора тока	60
11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64
11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов	65
11.5 Выбор комплектных распределительных устройств	71
11.6 Выбор и проверка предохранителей	72
11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей	76
11.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	77
11.9 Выбор ограничителей перенапряжений	79
12 Расчет емкостных токов замыкания на землю	84
13 Релейная защита и автоматика	86
13.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	86
13.1.1 Расчет уставок токовой отсечки	86
13.1.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	89
13.1.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	92
13.2 Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	94
13.2.1 Расчет уставок токовой отсечки	94
13.2.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	94
13.2.3 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	95
13.3 Расчет релейной защиты секционного выключателя	96
13.3.1 Расчет уставок токовой отсечки	96
13.3.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты	97
13.4 Автоматический ввод резерва	97
13.5 Автоматическое повторное включение	98
14 Экономическая часть	99
15 Безопасность и экологичность	102

15.1 Безопасность	102
15.2 Экологичность	103
15.3 Чрезвычайные ситуации	105
16 Заземление	107
Заключение	116
Библиографический список	117
Приложение А - Типовые расчеты	119

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

РП – распределительный пункт;

НН – низкое напряжение;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

ВВЕДЕНИЕ

“Исторически” система электроснабжения рассматриваемого мной района сложилась таким образом что для потребителей II-ой и III-ей категорий надежности необходимо три независимых источников питания, два из которых, по информации из ДРСК, нагружены сверх номинала.

Задача моей квалификационной работы состоит в том, что необходимо разработать альтернативный вариант электроснабжения четырех районов города “Благовещенск”, который соответствует всем необходимым требованиям по надёжности, экономичности и экологичности.

Система электроснабжения города подразумевает собой совокупность трансформаторов и распределительных устройств, связанных между собой по средствам кабельных линий и объединенных общностью процесса приема, распределения и потребления электрической энергии. Стоит отметить, что система городских сетей обладает рядом отличительных особенностей по сравнению с системообразующими сетями, по этому каждая городская система снабжения электричеством по своему уникальна.

По причине того, что течением времени происходит постепенное развитие транспортной и коммунально-складской инфраструктуры, застройка новыми многоэтажными домами селитебной зоны, возрастает актуальность в модернизации городской системы электроснабжения.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области, располагается на юго-западе Амурской области. По численности населения город относится к группе крупных городов. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий г. Благовещенск: температура при гололеде -10°C ; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; среднегодовая температура воздуха $+5^{\circ}\text{C}$; температурный максимум $+40^{\circ}\text{C}$; температурный минимум -45°C ; число грозových часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Квартальные районы: 16, 17, 22, 23 расположены на некотором удалении от центра города Благовещенска и является одной из его селитебных зон. Поэтому, это хорошо влияет на экологию района. Поэтому в последнее время проявляется повышенный интерес жителей к проживанию за пределами центральных районов города, в селитебных зонах.

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка многоэтажная. По категории надёжности электроснабжения преобладает II категории.

Основными проблемами электроснабжения рассматриваемых в проекте микрорайонов является повышенная аварийность существующих кабельных линий и физический износ силового оборудования, установленных ТП.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Для разработки системы электроснабжения необходимо произвести расчет нагрузок потребителей. Расчетная нагрузка - это нагрузка, по которой происходит выбор необходимого электрического и защитного оборудования. Следует отметить то, что заявленная нагрузка может быть неизвестна заранее. Поэтому для наиболее точной оценке необходимо воспользоваться методом удельных-электрических нагрузок.

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле [3]:

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

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

n - количество квартир [3].

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле [3]:

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

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок [3], кВт;

$P_{стп}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств [3], кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

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

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

p_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 15 [3], кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле [3]:

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

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

n – количество подъездов [3].

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания №150.

$$P_{кв} = 15 \cdot 5,3 = 79,5 \text{ кВт},$$

$$P_{cmy} = 1 \cdot (2 \cdot 0,072) = 0,144 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.ж.д} = 79,5 + 0,9 \cdot (0,144) = 79,63 \text{ кВт}.$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению [3]:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i \quad (6)$$

где $P_{\text{ж.кв.}}$ - максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании) [3], кВт;

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя [3], кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле [3]:

$$P_{\text{р.общ.зд}} = p_{\text{уд.общ.зд}} \cdot n \quad (7)$$

где $p_{\text{уд.общ.зд}}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

n - количественный показатель, учащийся, место, м² [3].

Для примера рассмотрим расчет электрической нагрузки здания детского сада №179.

$$P_{p.общ.зд} = 300 \cdot 0,46 = 138 \text{ кВт.}$$

где 0,46 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м² [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

№	Объект	Руд	n	P	tg(ϕ)	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
1-93;110; 160;184; 186-188;191	Общежитие №1	14.5	1	14.5	0.2	14.63	2.997
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
126	Магазин	0.25	1200	300	0.75	367.2	286.416
	Фитнес	0.16	600	96	0.78		
127	Налоговая	0.46	50	23	0.61	23	14.03
148	Жилой дом	1.86	144	267.84	0.2	277.345	60.696
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
	Химчистка	0.075	250	18.75	0.75		
149	Жилой дом	1.35	110	148.5	0.2	352.63	182.797
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
	Магазин	0.25	1360	340	0.75		
150	Жилой дом	5.3	15	79.5	0.2	79.63	15.997
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
151	Жилой дом	14	2	28	0.2	28.13	5.697
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
152	Жилой дом	4.2	24	100.8	0.2	100.93	20.257
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
128	Нотариус	0.043	1080	46.44	0.48	46.44	22.291

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
178	Жилой дом	4	9	36	0.2	36.13	7.297
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
155	Жилой дом	5	20	100	0.2	100.13	20.097
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
154	Жилой дом	6.8	8	54.4	0.2	54.53	10.977
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
153	Жилой дом	6.8	8	54.4	0.2	54.53	10.977
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
180	Клиника восточной медицине	2.2	8	17.6	0.4	17.6	7.04
156	Жилой дом	2.4	84	201.6	0.2	201.73	40.417
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
179	Детский сад	0.46	300	138	0.25	138	34.5
99	Магазин	0.25	720	180	0.75	187.04	140.28
	Стоматология	2.2	4	8.8	0.75		
101	Гаражи	0.12	10	0.84	0.48	0.84	0.403
102	Гаражи	0.12	13	1.092	0.48	1.092	0.524
96	Гаражи	0.12	34	2.856	0.48	2.856	1.371
97	Гаражи	0.12	26	2.184	0.48	2.184	1.048
94	Гаражи	0.12	150	12.6	0.48	12.6	6.048
129	Гаражи	0.12	57	4.788	0.48	4.788	2.298
130	Гаражи	0.12	18	1.512	0.48	1.512	0.726
114	Гаражи	0.12	35	2.94	0.48	2.94	1.411
131	Гаражи	0.12	32	2.688	0.48	2.688	1.29
98	Гаражи	0.12	7	0.588	0.48	0.588	0.282
100	Гаражи	0.12	21	1.764	0.48	1.764	0.847
191	Гаражи	0.12	9	0.756	0.48	0.756	0.363

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
145	Магазин	0.14	600	84	0.43	84	36.12
173	Жилой дом	1.95	90	175.5	0.2	179.83	36.247
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
	Парикмахерская	1.5	4	6	0.25		
147	Магазин	0.14	96	13.44	0.43	13.44	5.779
146	Магазин	0.14	160	22.4	0.43	22.4	9.632
176	Жилой дом		73	2.7	0.2	197.23	39.517
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
177	Жилой дом	8.1	6	48.6	0.2	48.73	9.817
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
175	Жилой дом	1.95	94	183.3	0.2	183.43	36.757
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
174	Жилой дом	3.3	46	151.8	0.2	151.93	30.457
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
112	Гаражи	0.12	43	3.612	0.48	3.612	1.734
113	Гаражи	0.12	28	2.352	0.48	2.352	1.129
122	Гаражи	0.12	38	3.192	0.48	3.192	1.532
111	Гаражи	0.12	24	2.016	0.48	2.016	0.968
144	Гаражи	0.12	35	2.94	0.48	2.94	1.411
124	Гаражи	0.12	32	2.688	0.48	2.688	1.29
123	Гаражи	0.12	27	2.268	0.48	2.268	1.089
142	Гаражи	0.12	40	3.36	0.48	3.36	1.613
143	Гаражи	0.12	4	0.336	0.48	0.336	0.161
181	Школа	0.25	1500	375	0.38	375	142.5
132	Школа	0.25	100	25	0.38	25	9.5

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
157	Жилой дом	2.8	60	168	0.2	185.49	39.381
	Аптека	0.1	112	11.2	0.4		
	Парикмахерская	1.5	7	10.5	0.25		
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
135	Пред. Связи	0.054	480	25.92	0.57	25.92	14.774
133	Жилой дом	5.3	14	74.2	0.2	74.33	14.937
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
136	Школа	0.15	50	7.5	0.43	7.5	3.225
137	Школа	0.15	50	7.5	0.43	7.5	3.225
158	Жилой дом	4	30	120	0.2	120.13	24.097
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
159	Жилой дом	5.3	60	318	0.2	318.13	63.697
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
162	Банк	0.054	450	24.3	0.57	24.3	13.851
161	Жилой дом	2.9	57	165.3	0.2	165.43	33.157
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
163	Жилой дом	6.7	8	53.6	0.2	53.73	10.817
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
164	Жилой дом	6.7	8	53.6	0.2	53.73	10.817
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
138	Газовая служба	0.043	588	25.284	0.48	25.284	12.136
185	Бар	140	1.04	145.6	0.2	145.6	29.12
182	Цент физиологии	0.054	1400	75.6	0.57	75.6	43.092
134	Гараж	0.12	50	4.2	0.48	4.2	2.016
115	Гараж	0.12	6	0.504	0.48	0.504	0.242
119	Гараж	0.12	45	3.78	0.48	3.78	1.814

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
104	Гараж	0.12	28	2.352	0.48	2.352	1.129
103	Гараж	0.12	28	2.352	0.48	2.352	1.129
117	Гараж	0.12	48	4.032	0.48	4.032	1.935
170	Жилой дом	1.85	178	329.3	0.2	564.93	242.582
	Магазин	0.25	1570	392.5	0.75		
	СТУ	-	-	564.93	0.75		
169	Жилой дом	1.82	218	396.76	0.2	396.89	79.449
	СТУ	-	-	0.144			
172	Жилой дом	3	50	150	0.2	150.13	30.097
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
168	Жилой дом	1.83	190	347.7	0.2	347.83	69.637
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
171	Жилой дом	1.94	112	217.28	0.2	391.41	174.053
	Магазин	0.25	1160	290	0.75		
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
167	Жилой дом	2.4	81	194.4	0.2	269.53	95.227
	Магазин	0.25	500	125	0.75		
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
183	Магазин	0.25	536	134	0.75	134	100.5
166	Жилой дом	1.8	234	421.2	0.2	421.33	84.337
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
165	Жилой дом	6.7	8	53.6	0.2	53.73	10.817
	СТУ	-	-	0.144	0.75		
140	Прачечная	0.075	200	15	0.75	15	11.25
141	Баня	0.36	25	9	0.43	9	3.87
139	Магазин	0.25	500	125	0.75	125	93.75

Продолжение таблицы 1

№	Объект	Руд	n	P	tg	Рзд	Qзд
1	2	3	4	5	6	7	8
107	Гаражи	0.12	31	2.604	0.48	2.604	1.25
108	Гаражи	0.12	12	1.008	0.48	1.008	0.484
109	Гаражи	0.12	37	3.108	0.48	3.108	1.492
106	Гаражи	0.12	90	7.56	0.48	7.56	3.629
189	Гаражи	0.12	46	3.864	0.48	3.864	1.855
105	Гаражи	0.12	17	1.428	0.48	1.428	0.685
121	Гаражи	0.12	15	1.26	0.48	1.26	0.605

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Для реализации сети 0,4 кВ города примени петлевую, лучевую или радиальную электрическую схему снабжения.

Если схема снабжения города реализована как радиальная, то в этом случае транзит энергии к потребителю происходит от источника.

Если схема снабжения города реализована как лучевая, то в данном случае потребители запутываются от источника питания через отпаечное соединение.

Реализация схемы снабжения города электричеством первым способом является более надежным в отличие от второго, однако, более затратным.

Основной отличительной чертой этого способа реализации электроснабжения города является питание потребителя от двух секций шин. В случае нормального режима схема имеет вид лучевой, т.к. в схеме обязательно присутствует секционирующий пункт, который в нормальном режиме разомкнут. Если происходит авария, то С.П. замыкается и потребители получают питание от другой секции шин.

Для потребителей, категория надежности которых превышает третью обязательно необходимо предусматривать резервное питание.

2.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

После того, как я рассчитал мощность потребителей, необходимо разработать распределительную питающую нагрузку, суммарная величина которой не должна превышать стандартизированных значений мощностей трансформаторов.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению [3]:

$$P_{P.L} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (8)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий питаемых по линии, кВт [3];

$P_{зд.i}$ - расчетная нагрузка зданий, питаемых по линии [3], кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов [3].

Для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии используем аналогичную формулу.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП 23Б-178

$$P_{P.L} = 138,13 + 0,4 \cdot 36,13 = 152,581 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.L} = 34,597 + 0,4 \cdot 7,297 = 37,516 \text{ квар}.$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП-крайняя нагрузка	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП17-10	311.352	67.573
ТП17-124	8.148	3.911
ТП17-1	307.222	62.941
ТП17-111	187.81	40.078
ТП17-38	258.154	65.044
ТП17А-175	335.359	67.214
ТП17А-37	190.185	38.964
ТП17А-143	3.696	1.774
ТП23А-85	117.037	23.978
ТП23А-97	6.972	3.347
ТП23А-148	663.605	371.309
ТП23-150	107.759	21.694
ТП23-149	352.63	182.797
ТП23-188	160.926	32.969
ТП23-114	14.28	6.854
ТП23Б-178	152.452	37.419
ТП23Б-153	423.238	87.397
ТП23Б-99	213.827	145.893
ТП22-133	78.53	16.953
ТП22-67	269.928	66.144
ТП22-115	8.988	4.314
ТП22Б-73	93.156	46.689
ТП22Б-163	259.002	56.956
ТП22Б-118	4.956	2.379
ТП22А-132	415	158.45
ТП22Б-162	618.269	129.262

Номер ТП-крайняя нагрузка	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП22Б-104	4.704	2.258
ТП16-170	564.93	242.582
ТП16-169	396.89	79.449
ТП16-64	197.971	114.707
ТП16-107	20.664	9.919
ТП16-54	87.778	17.983
ТП16А-172	541.539	204.15
ТП16А-110	43.889	8.992
ТП16А-51	117.037	23.978
ТП16А-168	347.83	69.637
ТП16А-167	269.53	95.227
ТП16А-166	421.33	84.337
ТП16А-183	134	100.5

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор провода осуществляется по действию длительно допустимым током, значение которого для данного сечения должно быть больше расчетного максимального, равного послеаварийному. И проверка выбранного провода проводится по допустимой потере напряжения. Также при выборе сечения кабеля обязательно необходимо учесть условия прокладки: количество проводов, рядом расположенных и температуру промерзания грунта.

Расчетный ток определяется по формуле [4]:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.l}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p.l}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (9)$$

где $P_{p.l}$ – расчетная активная нагрузка линии [4], кВт;

$Q_{p.l}$ – расчетная реактивная нагрузка линии, [4] квар;

U_H – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 [4], кВ;

Определение расчетного с учетом пятилетнего прироста нагрузки тока [4]:

$$I_{p.\max} = \alpha_i \alpha_T I_{\max}, \quad (10)$$

Условие выбора проводов [4]:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (11)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [4], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее [4];

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,95 по справочнику [4];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

После того как произвели выбор провода, его необходимо проверить на допустимую потерю напряжения значение которого по ГОСТ 32144-2013 со-

ставляет 10 %. Его можно найти зная напряжение на И.П. и потере мощности на соответствующем участке.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле [4]:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (12)$$

где $I_{\text{расч}}$ - рабочий максимальный ток [4], А;

L - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 380$ В - номинальное напряжение [4];

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление [4], Ом/км;

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

Определим сечение кабеля для линии ТП17-10 [4]:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{\left(\frac{311,352}{2}\right)^2 + \left(\frac{67,573}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 242,032 \text{ А},$$

$$I_{p.\text{max}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 242,32 = 279,546 \text{ А},$$

$$265 \geq \frac{279,546}{0,95 \cdot 1 \cdot 1,13}.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано, верно.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения [4]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 279,546 \cdot 0,141}{380} \cdot (0,37 \cdot 0,977 + 0,0625 \cdot 0,212) \cdot 100\% = 0,8\%$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Сечение, мм ²	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %
1	2	3	4	5	6
ТП17-10	279.546	50	265	АВВГ 50	6.398
ТП17-124	7.93	1,5	33	АВВГ 33	3.479
ТП17-1	275.162	70	320	АВВГ 70	5.993
ТП17-111	168.498	35	210	АВВГ 35	2.614
ТП17-38	233.589	70	320	АВВГ 70	7.508
ТП17А-175	300.103	70	320	АВВГ 70	0.834
ТП17А-37	170.338	35	210	АВВГ 35	3.174
ТП17А-143	3.597	1,5	33	АВВГ 1,5	1.052
ТП23А-85	104.823	16	135	АВВГ 16	4.703
ТП23А-97	6.786	1,5	33	АВВГ 1,5	3.528
ТП23А-148	667.21	240	750	АВВГ 240	2.333
ТП23-150	96.447	10	105	АВВГ 10	1.279
ТП23-149	348.505	95	385	АВВГ 95	0.511
ТП23-188	144.132	25	175	АВВГ 25	6.055
ТП23-114	13.898	2,5	44	АВВГ 2,5	6.811
ТП23Б-178	137.735	25	175	АВВГ 25	3.986
ТП23Б-153	379.193	120	445	АВВГ 120	3.608
ТП23Б-99	227.126	50	265	АВВГ 50	2.259
ТП22-133	70.491	10	105	АВВГ 10	2.799
ТП22-67	243.847	50	265	АВВГ 50	3.329
ТП22-115	8.748	1,5	33	АВВГ 1,5	4.122
ТП22Б-73	91.428	10	105	АВВГ 10	2.457

Участок сети	Ирасч, А	Сечение, мм ²	Идл.доп, А	Марка	ΔU, %
1	2	3	4	5	6
ТП22Б-163	232.683	50	265	АВВГ 50	3.309
ТП22Б-118	4.823	1,5	33	АВВГ 1,5	1.646
ТП22А-132	389.768	120	445	АВВГ 120	1.881
ТП22А-162	554.211	240	750	АВВГ 240	3.321
ТП22А-104	4.578	1,5	33	АВВГ 1,5	1.86
ТП16-170	539.447	570	185	АВВГ 570	4.361
ТП16-169	355.148	95	385	АВВГ 95	1.368
ТП16-64	200.755	50	265	АВВГ 50	8.237
ТП16-107	21.17	2,5	44	АВВГ 2,5	9.066
ТП16-54	78.618	10	105	АВВГ 10	5.003
ТП16А-172	507.8	240	750	АВВГ 240	2.749
ТП16А-110	39.309	2,5	44	АВВГ 2,5	7.92
ТП16А-51	104.823	16	135	АВВГ 16	7.388
ТП16А-168	311.249	95	385	АВВГ 95	3.135
ТП16А-167	250.817	50	265	АВВГ 50	1.894
ТП16А-166	377.017	120	445	АВВГ 120	1.254
ТП16А-183	146.968	25	175	АВВГ 25	2.71

Подробный расчет приведен в приложении А.

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для того чтобы найти мощность ТП отходящую со стороны шин 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузку всех КЛ отходящих от шин ТП.

$$P_{\Sigma P.Л} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.}, \quad (13)$$

$$Q_{P,ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P,Л.}, \quad (14)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП 17А

$$P_{P,ТП} = (ТП17А-175) + (ТП17А-37) + (ТП17А-143),$$

$$P_{P,ТП} = 335,359 + 190,185 + 3,696 = 529,24 \text{ кВт},$$

$$Q_{P,ТП} = (ТП17А-175) + (ТП17А-37) + (ТП17А-143),$$

$$Q_{P,ТП} = 67,214 + 38,964 + 1,774 = 107,952.$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P,ТП}$, кВт	$Q_{P,ТП}$, квар
1	2	3
ТП17	1073	239.547
ТП17А	529.24	107.952
ТП23	635.594	251.741
ТП23А	787.613	398.634
ТП23Б	789.517	270.708
ТП22	357.446	87.412
ТП22А	1038	289.97
ТП22Б	357.113	106.023
ТП16	1268	545.18
ТП16А	1875	1410

Подробный расчет приведен в приложении А.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Число и мощность трансформаторов определяется методом технико-экономического расчета с учетом следующих факторов:

- 1) перегрузочная способность трансформатора в нормально и послеаварийном режиме;
- 2) процентное соотношение потребителей по категории надежности; компенсации реактивной мощности до 1 кВ;
- 3) экономического режима трансформатора с учетом суточного графика электрической нагрузки.
- 4) стандартизированный ряд мощностей трансформаторов;

Для решения первого фактора нужно задействовать 2-х трансформаторную подстанцию с коэффициентом мощности на шинах 0,4 кВ равным 0,35 т.е. $tg(\varphi)_{np} = 0,35$.

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная некомпенсируемая мощность на шинах 0,4 кВ.

Фактическая мощность компенсирующего устройства [13]:

$$Q_{\phi.ky} = P_{P.TП} \cdot (tg(\varphi)_p - tg(\varphi)_{np}), \quad (15)$$

где $tg(\varphi)_p$ – фактический коэффициент мощности нагрузки [13].

Мощность компенсирующего устройства на каждую секцию шин с учетом 10% запаса для возможности регулирования напряжения [13]:

$$Q_{ky.lull} = \frac{1,1 \cdot Q_{\phi.ky}}{2}, \quad (16)$$

Некомпенсируемая мощность протекающая через трансформатор [13]:

$$Q_{\text{неск.ТП}} = Q_{P.ТП} - Q_{\text{ф.ку}}, \quad (17)$$

Для выбора мощности ТП необходима активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{\text{неск.ТП}})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (18)$$

где $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$ – активная мощность на шинах 0,4 [13], кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$ – реактивная мощность на шинах 0,4 [13], кВ ТП;

N_T – количество трансформаторов на ТП [13].

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [4] по условию:

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{расч}}, \quad (19)$$

где $S_{T_{\text{ном}}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме [4]:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{\text{неск.ТП}})^2}}{S_{T_{\text{ном}}} \cdot N_T}, \quad (20)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,4.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 23:

$$Q_{\phi, \text{ку.23}} = 635,594 \cdot (0,396 - 0,35) = 29,283 \text{ кВар},$$

$$Q_{\text{ку.23.лш}} = \frac{1,1 \cdot 29,283}{2} = 16,106 \text{ кВар},$$

Выбираем конденсаторные батареи КМ1 -0.4-20-УХЛЗ

$$Q_{\text{неск.ТП23}} = 251,741 - 29,283 = 222,458 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{расч23}} = \frac{\sqrt{635,594^2 + 222,458^2}}{0,7 \cdot 2} = 481 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 630/10 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{\text{3н/ав}} = \frac{\sqrt{635,594^2 + 222,458^2}}{630} = 1,069 \leq 1,4 \text{ кВА}.$$

Трансформатор выбран, верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов ТП

Номер ТП	Р _{р.ТП} , кВт	Q _{неск.ТП} , квар	S _т , кВА	k _з	k _{эпав}	Устройство КРМ
1	2	3	4	5	6	7
ТП17	1073	239.547	1000	0.55	1.099	-
ТП17А	529.24	107.952	400	0.675	1.35	-

Продолжение таблицы 5

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{неск.ТП}$, квар	S_T , кВА	k_3	$k_{зпав}$	Устройство КРМ
1	2	3	4	5	6	7
ТП23	635.594	222.458	630	0.534	1.069	КМ1-0.4-20-УХЛЗ
ТП23А	787.613	275.665	630	0.662	1.325	КМ2-0.4-75-УХЛЗ
ТП23Б	789.517	270.708	630	0.662	1.325	-
ТП22	357.446	87.412	400	0.46	0.92	-
ТП22А	1038	289.97	1000	0.539	1.078	-
ТП22Б	357.113	106.023	400	0.466	0.931	-
ТП16	1268	443.881	1000	0.672	1.344	КМ2-0.4-60-УХЛЗ
ТП16А	1875	656.304	1600	0.621	1.242	2xКМ3-0.4-150-УХЛЗ +КМ3-0.4-125-УХЛЗ

Подробный расчет приведен в приложении А.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

В условиях города наиболее удачным решением является исполнение ТП в типе КТПГ. Трансформаторные будки подобного типа в своей комплектации имеют все необходимое оборудование которое выпускается заводом изготовителя.

Во всех высоко этажных домах имеется вводная распределительная панель, основной задачей которой является прием и распределение электрической энергии.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

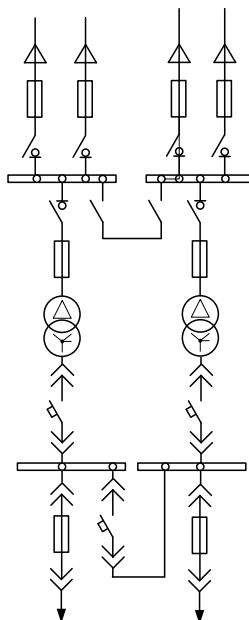


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Для обслуживания щита ВРУ предусмотрены двери со стороны 10 и 0,4 кВ. Для размещения вводного распределительного устройства используется постамент, отлитый из бетона или отстроенный из кирпичей.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 \cdot r_0 \cdot L + Q_{P.Л.}^2 r_0 \cdot L)}{U^2}, \quad (21)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 \cdot x_0 \cdot L + Q_{P.Л.}^2 \cdot x_0 \cdot L)}{U^2}. \quad (22)$$

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

x_0, r_0 - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (23)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (24)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-21 по формулам:

$$\Delta P = \frac{134^2 \cdot 0,74 \cdot 0,067 + 100,5^2 \cdot 0,74 \cdot 0,067}{0,4^2} = 8,746 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{134^2 \cdot 0,066 \cdot 0,067 + 100,5^2 \cdot 0,066 \cdot 0,067}{0,4^2} = 0,178 \text{ квар},$$

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

$$\Delta W = 1,62 \cdot 1098 = 1,77 \text{ МВт} \cdot \text{час}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение потерь мощности и электроэнергии в линии 0,4 кВ

Участок се- ти	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r, Ом	x, мОм	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП17-10	311.352	67.573	50	0.052	8.813	33.1	5.591	131.7
ТП17-124	8.148	3.911	33	1.119	9.464	0.571	0.004	2.274
ТП17-1	307.222	62.941	70	0.049	11	30.13	6.959	119.9
ТП17-111	187.81	40.078	35	0.036	4.293	8.234	0.989	32.77
ТП17-38	258.154	65.044	70	0.072	17	32.04	7.4	127.5
ТП17А-175	335.359	67.214	70	0.006	1.444	4.573	1.056	18.2
ТП17А-37	190.185	38.964	35	0.043	5.152	10.1	1.214	40.18
ТП17А-143	3.696	1.774	1,5	0.746	6.309	0.078	0.006	0.3119
ТП23А-85	117.037	23.978	16	0.105	6.082	9.323	0.542	37.1

Продолжение таблицы 6

Участок се- ти	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r, Ом	x, мОм	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП23А-97	6.972	3.347	1,5	1.326	11	0.495	0.004	1.973
ТП23А-148	663.605	371.309	240	0.006	4.945	23.44	17.87	93.3
ТП23-150	107.759	21.694	10	0.031	1.23	2.341	0.092	9.317
ТП23-149	352.63	182.797	95	0.003	1.014	3.24	1	12.89
ТП23-188	160.926	32.969	25	0.097	8.701	16.4	1.467	65.27
ТП23-114	14.28	6.854	2,5	1.247	18	1.955	0.027	7.781
ТП23Б-178	152.452	37.419	25	0.067	6.024	10.37	0.927	41.27
ТП23Б-153	423.238	87.397	120	0.021	8.115	24.23	9.473	96.43
ТП23Б-99	213.827	145.893	50	0.025	4.213	10.44	1.764	41.56
ТП22-133	78.53	16.953	10	0.093	3.69	3.752	0.148	14.93
ТП22-67	269.928	66.144	50	0.031	5.266	15.05	2.542	59.88
ТП22-115	8.988	4.314	1,5	1.202	0.01	0.746	0.006	2.972
ТП22Б-73	93.156	46.689	10	0.068	2.701	4.62	1.267	18.39
ТП22Б-163	259.002	56.956	50	0.032	5.476	14.25	24.07	56.71
ТП22Б-118	4.956	2.379	1,5	0.87	7.36	0.164	0.001	0.654
ТП22А-132	415	158.45	120	0.01	4.057	12.8	5.004	50.94
ТП22Б-162	618.269	129.262	240	0.012	9.297	30.41	13.18	121
ТП22Б-104	4.704	2.258	1,5	1.036	8.762	0.176	0.001	0.701
ТП16-170	564.93	242.582	570	0.016	9.641	38.21	22.78	152.1
ТП16-169	396.89	79.449	95	8.543	2.637	8.748	2.701	34.81
ТП16-64	197.971	114.707	50	0.1	0.017	32.64	5.513	129.9
ТП16-107	20.664	9.919	2,5	1.147	0.016	3.766	0.052	14.99
ТП16-54	87.778	17.983	10	0.149	5.904	7.467	0.296	29.72
ТП16А-172	541.539	204.15	240	0.01	7.913	21.73	16.56	86.47

Продолжение таблицы 6

Участок се- ти	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r, Ом	x, мОм	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП16А-110	43.889	8.992	2,5	0.474	6.656	5.941	0.083	23.64
ТП16А-51	117.037	23.978	16	0.164	9.554	14.65	0.852	58.28
ТП16А-168	347.83	69.637	95	0.022	6.898	17.57	5.425	69.93
ТП16А-167	269.53	95.227	50	0.017	2.949	8.915	1.506	35.48
ТП16А-166	421.33	84.337	120	7.266	2.84	8.384	3.277	33.36
ТП16А-183	134	100.5	25	0.05	4.462	8.746	0.782	34.8

Подробный расчет приведен в приложении А.

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.ТП.}^2 R + Q_{P.ТП.}^2 R)}{U^2}, \quad (25)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.ТП.}^2 X + Q_{P.ТП.}^2 X)}{U^2}. \quad (26)$$

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

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом;

U - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 7 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{неск.ТП}$, квар	S_T , кВА	кΔP, Вт	кQ,квар
1	2	3	4	5	6
ТП17	1073	239.547	1000	7.369	38.56
ТП17А	529.24	107.952	400	5.014	15.63
ТП23	635.594	222.458	630	4.342	19.31
ТП23А	787.613	275.665	630	6.667	29.66
ТП23Б	789.517	270.708	630	6.67	29.67
ТП22	357.446	87.412	400	2.327	7.252
ТП22А	1038	289.97	1000	7.085	37.08
ТП22Б	357.113	106.023	400	2.385	7.433
ТП16	1268	443.881	1000	11.01	57.63
ТП16А	1875	656.304	1600	13.88	78.96

Подробный расчет приведен в приложении А.

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питание городской распределительной сети 0,4 кВ осуществляется по средствам питающей сети 10 кВ соединенной по радиально-магистральной схеме.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Для определения мощности нагрузки на стороне 10 кВ трансформаторной подстанции нужно сложить мощность на стороне 0,4 кВ с потерями мощности силового трансформатора.

Произведем расчет электрических нагрузок ТП по формулам:

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.ТП} + \Delta P, \quad (27)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.ТП} + \Delta Q. \quad (28)$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{неск.ТП}$, квар	S_T , кВА	$\kappa\Delta P$, Вт	κQ ,квар
1	2	3	4	5	6
ТП17	1073	239.547	1000	7.369	38.56
ТП17А	529.24	107.952	400	5.014	15.63
ТП23	635.594	222.458	630	4.342	19.31
ТП23А	787.613	275.665	630	6.667	29.66
ТП23Б	789.517	270.708	630	6.67	29.67
ТП22	357.446	87.412	400	2.327	7.252
ТП22А	1038	289.97	1000	7.085	37.08

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{неск.ТП}$, квар	S_T , кВА	кДР, Вт	кQ,квар
1	2	3	4	5	6
ТП22Б	357.113	106.023	400	2.385	7.433
ТП16	1268	443.881	1000	11.01	57.63
ТП16А	1875	656.304	1600	13.88	78.96

Подробный расчет приведен в приложении А.

6.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Выбранная мной схема сети 10 кВ соответствует всем требованиям всем требованиям предъявляемы системой ЭСГ, требования которой удовлетворяют международным требованиям. Схемы, реализованные по такому принципу, главным образом состоят из минимального количества дорогостоящего оборудования, что является их главной особенностью. Сети системы ЭГС являются простыми неавтоматизированными, и это следует иметь в виду, когда проводится оценка возможностей по применению их в разных системах связи и транспорта.

Используют схемы:

- реализованные по схеме “петля” с использованием автоматизированного оборудования;
- реализованные по схеме “радиально-магистральная” с использованием сети без резервирования;
- реализованные по схеме “радиально-магистральная” с использованием сети с резервированием;
- реализованные по схеме “петля” с использованием не автоматизированного оборудования;

В курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор провода осуществляется по действию длительно допустимым током, значение которого для данного сечения должно быть больше расчетного максимального, равного послеаварийному. И проверка выборного провода проводится по допустимой потере напряжения. Также при выборе сечения кабеля обязательно необходимо учесть условия прокладки: количество проводов, рядом расположенных и температуру промерзания грунта.

Расчетный ток определяется по формуле [4]:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.l}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{p.l}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (29)$$

где $P_{p.l}$ – расчетная активная нагрузка линии [4], кВт;

$Q_{p.l}$ – расчетная реактивная нагрузка линии [4], квар;

U_H – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 [4], кВ;

Определение расчетного с учетом пятилетнего прироста нагрузки тока [4]:

$$I_{p.\max} = \alpha_i \alpha_T I_{\max}, \quad (30)$$

Условие выбора проводов [4]:

$$I_{дл.доп} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}, \quad (31)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [4], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее [4];

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 0,95 по справочнику [4];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

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

Для примера определим максимальный ток, протекающего в линии РП-ТП23А-ТП23-ТП23Б:

$$I_{pn.max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{1436}{2}\right)^2 + \left(\frac{542.146}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 44,313 \text{ А,}$$

$$I_{p.pn.max} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 44,313 = 51,182 \text{ А,}$$

$$210 \geq \frac{51,182}{0,95 \cdot 1 \cdot 1,13}.$$

Выбираем кабель марки АВВГ сечением 35 мм².

С целью проверки выбранного сечения производят расчет наиболее нагруженного режима. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме [11]:

$$I_{n/ав. max} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{n/ав}}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{n/ав}}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (32)$$

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{0,9 \cdot I_{\text{р.на.маx}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (33)$$

$I_{\text{дл.доп.}}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

$$I_{\text{н/ав.маx}} = \frac{\sqrt{(1115)^2 + (423,733)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 68,877 \text{ А,}$$

$$I_{\text{р.н/ав.маx}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 68,877 = 79,553 \text{ А,}$$

$$210 \geq \frac{0,9 \cdot 79,553}{0,95 \cdot 1 \cdot 1,13}$$

Кабель марки АВВГ сечением 35 мм² подходит, по условию послеаварийного режима.

$$\Delta U = \frac{79,553 \cdot 1,26 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,53 \cdot 0,935 + 0,064 \cdot 0,355) \cdot 100\% = 0,899\% .$$

Условие: $\Delta U < 10\%$ -соблюдается. Сечение проводника выбрано, верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{дл.доп}$, А	Сечение, $мм^2$	Марка	ΔU , %
РП-ТП23А-ТР23- ТП23Б	68.87	210	35	АВВГ 35	0.8994
РП-ТП22-ТР22Б- ТП22А	53.223	210	35	АВВГ 35	0.722
РП-ТП17-ТП17А- ТП16А-ТП16	168.559	210	35	АВВГ 35	0.2942

Подробный расчет приведен в приложении А.

6.4 Расчет электрических нагрузок РП

Для того чтобы найти нагрузку на шинах распределительного пункта нужно сложить нагрузку трансформаторных подстанций на стороне 10 кВ и потери в линиях, расчет которых проводится аналогично линиям 0,4 кВ. Результаты расчета сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{ij} кВт	Q_{ij} квар	ΔP , кВт	ΔQ , вар
РП-ТП23Б	2x132	1436	542.146	0.824	0.099
ТП23Б-ТП23	2x600	639.936	241.77	0.744	0.089
РП-ТП23А	2x455	794.28	305.32	0.873	0.104
РП-ТП22А	2x204	1045	319.625	0.645	0.776
РП-ТП22	2x520	719.271	208.12	0.772	0.092
ТП22-ТП22Б	2x533	359.498	113.456	0.2	0.24
РП-ТП16	2x273	3168	1237	8.369	1.006
ТП16-ТП16А	2x574	1889	735.266	6.25	0.751
РП-ТП17	2x307	1614	386.17	2.241	0.269
ТП17-ТП17А	2x848	534.254	108.06	0.667	0.08

Подробный расчет приведен в приложении А.

Сумма потерь мощности во всей схеме равна [11]:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i, \quad (34)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i. \quad (35)$$

Произведем расчет для линии РП-ТП23Б-ТП23 по формулам [11]:

$$\Delta P_{\Sigma} = (2862+2583) \cdot 10^{-3} = 5,445 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (113,53+102,486) \cdot 10^{-3} = 0,216 \text{ квар}.$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться [11]:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (36)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (37)$$

$$P_{РП.10} = 1436 + 2,862 = 1438,862 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 542,146 + 0,113 = 542,259 \text{ квар}$$

Для того чтобы найти нагрузку на шинах распределительного пункта нужно сложить нагрузку трансформаторных подстанций на стороне 10 кВ и потери в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	$P_{л.10}$, кВт	$Q_{л.10}$, кВт	$\Delta P_{л10}$, кВт	$\Delta Q_{л10}$, вар
1	2	3	4	5
РП-ТП23Б	1436	542.146	0.824	0.099
ТП23Б-ТП23	639.936	241.77	0.744	0.089
РП-ТП23А	794.28	305.32	0.873	0.104
РП-ТП22А	1045	319.625	0.645	0.776
РП-ТП22	719.271	208.12	0.772	0.092
ТП22-ТП22Б	359.498	113.456	0.2	0.24
РП-ТП16	3168	1237	8.369	1.006
ТП16-ТП16А	1889	735.266	6.25	0.751
Продолжение таблицы 11РП-ТП17	1614	386.17	2.241	0.269
ТП17-ТП17А	534.254	108.06	0.667	0.08

Подробный расчет приведен в приложении А.

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство состоит из большого количества ячеек КРУ, которые объединены в две секции шин, которые в свою очередь секционированы по средствам секционного выключателя, обладающего устройством АВР. Чаще всего РП исполняют без применения силового трансформатора. Схема распределительного устройства разрабатывается таким образом чтобы она отвечала всем требованиям релейной защиты и автоматики, а также обладала возможностью перспективного развития со взглядом на будущее. Электрическая схема РП представлена на рисунке 2.

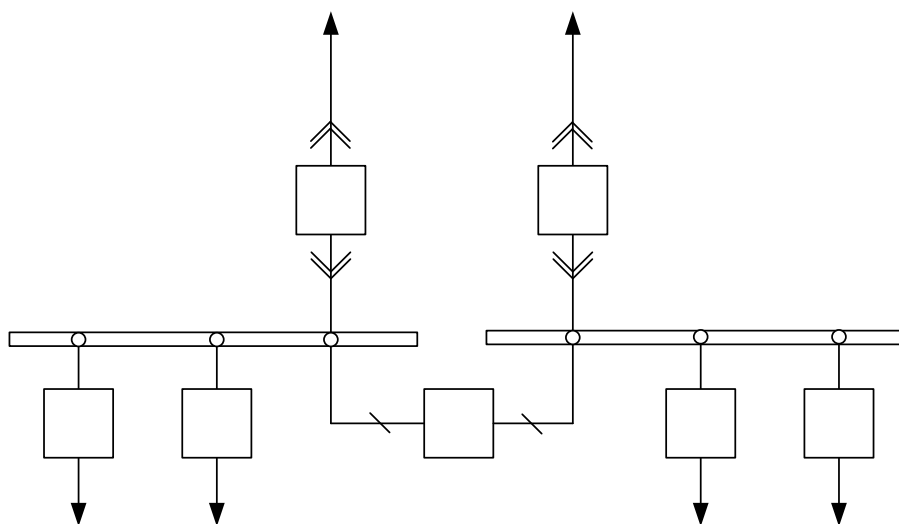


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

В применимой мной схеме распределительного устройства имеется две секции шин, которые секционированы между собой выключателем, в нормальном режиме который отключен, что способствует снижению токов короткого замыкания.

Комплектное устройство КРУ представляет собой “шкафы”, которые внутри укомплектованы заводскими выключателями, трансформаторами тока, устройствами релейной защиты и автоматики, а также приборами учёта. Главным достоинством КРУ является простота их обслуживания.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Для выбора и проверки оборудования необходимо найти токи короткого замыкания в следующих местах: на шинах распределительного устройства, на шинах высшего напряжения трансформаторных подстанций. В качестве основного напряжения используется её среднее значение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [2].

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле [2]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (38)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ [2], Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле [2]:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_c)^2 + (\sum r_l)^2} \quad (39)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле [2]:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (40)$$

Ударный ток определяется по формуле [2]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (41)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле [2]:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (42)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле [2]:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (43)$$

Произведем расчет токов КЗ [2]:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

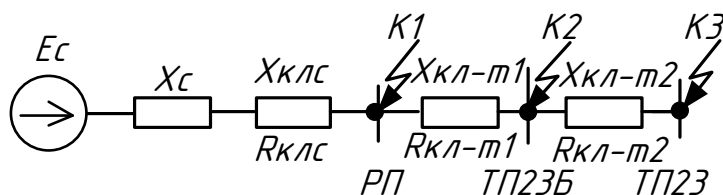


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в точке К1, то есть на шинах

РП1:

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

$$Z = \sqrt{(0,856 + 0,095)^2 + 0,84^2} = 1,269 \text{ Ом},$$

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

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

$$T_a = \frac{0,951}{314 \cdot 0,84} = 0.0036$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0.0036}} = 1.062$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot 4,64 = 12,12 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	РП	4.777	4.137	1.062	7.178
К2	23Б	4.584	3.97	1.051	6.813
К3	23	3.831	3.318	1.021	5.532
К4	23А	4.154	3.597	1.031	6.059
К5	22	4.075	3.529	1.028	5.926
К6	22А	4.434	3.84	1.049	6.576
К7	22Б	3.505	3.035	1.013	5.023
К8	16	4.389	3.801	1.041	6.462
К9	16А	3.709	3.212	1.018	5.339
К10	17А	3.411	2.954	1.012	4.88
К11	17	4.344	3.762	1.039	6.383

Подробный расчет приведен в приложении А.

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Для выбора и проверки оборудования 0,4 кВ необходимо найти токи КЗ в следующих токах: на шинах низшего напряжения ТП, в конце каждой отходящей линии. В качестве основного напряжения используется её среднее значение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [2].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле [2]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (44)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих [2]:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{z_0}, \quad (45)$$

где z_0 - сопротивление однофазному короткому замыканию, Ом.

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как [2]:

$$z_0 = \sqrt{(r_{III} + r_{OII} + r_{HII})^2 + (x_{III} + x_{OII} + x_{HII})^2}. \quad (46)$$

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

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

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

Произведем расчет для ТП17, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

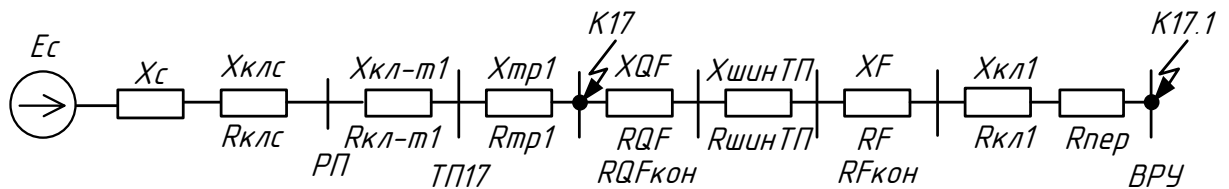


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К17 и К17.1:

$$z_{к17}^{(3)} = \sqrt{\left((x_c + x_{кЛ_{с-п1}} + x_{кЛ_{п1-т1}} + x_{тп17}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2 + \left((r_{кЛ_{с-п1}} + r_{кЛ_{п1-т1}} + r_{тп17}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} \right)^2}, \quad (47)$$

$$z_{к17}^{(3)} = 0,011 \text{ мОм},$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,011} = 20,657 \text{ кА},$$

$$z_{к17.1}^{(3)} = \sqrt{\left((x_c + x_{кЛ_{с-п1}} + x_{кЛ_{п1-т1}} + x_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + x_{тп-10} \right)^2 + \left((r_{кЛ_{с-п1}} + r_{кЛ_{п1-т1}} + r_{тп1}) \cdot \frac{0.4^2}{10.5^2} + r_{тп-10} \right)^2}, \quad (48)$$

ГДЕ: $x_{тп-10} = x_{тп_{FQ}} + x_{ШИН_{кТП}} + x_{кЛ_F} + x_{кЛ_{тп-10}}$

$$r_{тп-10} = r_{тп_{FQ}} + r_{тп_{FQ,кОН}} + r_{ШИН_{кТП}} + r_{кЛ_F} + r_{кЛ_{F,кОН}} + r_{кЛ_{тп-10}} + r_{пер}$$

$$z_{к17.1}^{(3)} = 0,06 \text{ мОм},$$

$$I_{к17.1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0,06} = 3,877 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_{k.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К17	Шины 0.4	20.71	18.03
К17.1	ВРУ	3.883	3.543
К17.2	ВРУ	0.206	0.204
К17.3	ВРУ	4.019	3.664
К17.4	ВРУ	5.436	4.797
К17.5	ВРУ	2.847	2.661
К17А	Шины 0.4	12.516	11.624
К17А.6	ВРУ	9.788	8.49
К17А.7	ВРУ	4.166	3.802
К17А.8	ВРУ	0.306	0.304
К23А	Шины 0.4	15.979	14.461
К23А.9	ВРУ	2.074	1.969
К23А.10	ВРУ	0.173	0.173
К23А.11	ВРУ	10.303	8.971
К23	Шины 0.4	15.88	14.378
К23.12	ВРУ	5.864	5.148
К23.13	ВРУ	13.166	11.104
К23.14	ВРУ	2.2	2.084
К23.15	ВРУ	0.184	0.184
К23Б	Шины 0.4	16.091	14.56
К23Б.16	ВРУ	3.085	2.86
К23Б.17	ВРУ	6.808	5.991
К23Б.18	ВРУ	6.608	5.752
К22	Шины 0.4	12.679	11.624
К22.19	ВРУ	2.254	2.131
К22.20	ВРУ	5.174	4.639
К22.21	ВРУ	0.191	0.19
К22Б	Шины 0.4	12.542	11.52
К22Б.22	ВРУ	2.947	2.748
К22Б.23	ВРУ	4.999	4.505
К22Б.24	ВРУ	0.263	0.261
К22А	Шины 0.4	20.715	18.06
К22А.25	ВРУ	10.945	9.177
К22А.26	ВРУ	8.798	7.727
К22А.27	ВРУ	0.222	0.221
К16	Шины 0.4	20.73	18.048
К16.28	ВРУ	7.919	6.961
К16.29	ВРУ	12.267	10.101
К16.30	ВРУ	2.145	2.041
К16.31	ВРУ	0.201	0.2

Продолжение таблицы 13

Точка КЗ	Место КЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_{K.min}^{(1)}$, кА
1	2	3	4
K16.32	ВРУ	1.5	1.446
K16A	Шинны 0.4	29.534	23.237
K16A.33	ВРУ	11.013	9.209
K16A.34	ВРУ	0.484	0.478
K16A.35	ВРУ	1.37	1.323
K16A.36	ВРУ	7.768	6.616
K16A.37	ВРУ	9.806	7.996
K16A.38	ВРУ	15.253	11.76
K16A.39	ВРУ	4.217	3.813

Подробный расчет приведен в приложении А.

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Все кабели обязательно должны пройти проварку на термическую стойкость. Для этого необходимо рассчитать, сечение провода которое должно не превышать значения всех выбранных сечений [1].

Тепловой импульс определим по следующей формуле [1]:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (49)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

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

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

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

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

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (50)$$

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

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП – ТП23Б.

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

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

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

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Все выбранные провода которые соединяют между собой трансформаторные подстанции должны пройти проверку на допустимую потерю напряжения, которое в нормальном режиме не должно превышать десяти процентов.

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

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔP , кВт	ΔU , %
1	2	3	4	5
ТП17-10	0.052	8.813	33.1	6.398
ТП17-124	1.119	9.464	0.571	3.479
ТП17-1	0.049	11	30.13	5.993
ТП17-111	0.036	4.293	8.234	2.614
ТП17-38	0.072	17	32.04	7.508
ТП17А-175	0.006	1.444	4.573	0.834
ТП17А-37	0.043	5.152	10.1	3.174
ТП17А-143	0.746	6.309	0.078	1.052
ТП23А-85	0.105	6.082	9.323	4.703
ТП23А-97	1.326	11	0.495	3.528
ТП23А-148	0.006	4.945	23.44	2.333
ТП23-150	0.031	1.23	2.341	1.279
ТП23-149	0.003	1.014	3.24	0.511
ТП23-188	0.097	8.701	16.4	6.055
ТП23-114	1.247	18	1.955	6.811
ТП23Б-178	0.067	6.024	10.37	3.986
ТП23Б-153	0.021	8.115	24.23	3.608
ТП23Б-99	0.025	4.213	10.44	2.259
ТП22-133	0.093	3.69	3.752	2.799

Продолжение таблицы 14

Кабель	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔP , кВт	ΔU , %
1	2	3	4	5
ТП22-67	0.031	5.266	15.05	3.329
ТП22-115	1.202	0.01	0.746	4.122
ТП22Б-73	0.068	2.701	4.62	2.457
ТП22Б-163	0.032	5.476	14.25	3.309
ТП22Б-118	0.87	7.36	0.164	1.646
ТП22А-132	0.01	4.057	12.8	1.881
ТП22Б-162	0.012	9.297	30.41	3.321
ТП22Б-104	1.036	8.762	0.176	1.86
ТП16-170	0.016	9.641	38.21	4.361
ТП16-169	8.543	2.637	8.748	1.368
ТП16-64	0.1	0.017	32.64	8.237
ТП16-107	1.147	0.016	3.766	9.066
ТП16-54	0.149	5.904	7.467	5.003
ТП16А-172	0.01	7.913	21.73	2.749
ТП16А-110	0.474	6.656	5.941	7.92
ТП16А-51	0.164	9.554	14.65	7.388
ТП16А-168	0.022	6.898	17.57	3.135
ТП16А-167	0.017	2.949	8.915	1.894
ТП16А-166	7.266	2.84	8.384	1.254
ТП16А-183	0.05	4.462	8.746	2.71

Подробный расчет приведен в приложении А.

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Критериями для выбора оборудования является: род тока, номинальное напряжение.

Критериями для проверки оборудования является: динамическая стойкость, термическая стойкость. Все оборудование выбирается для РП.

11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для проведения необходимых коммутационных операций. Он относится к основному оборудованию, и сложен для проведения коммутационных операций в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

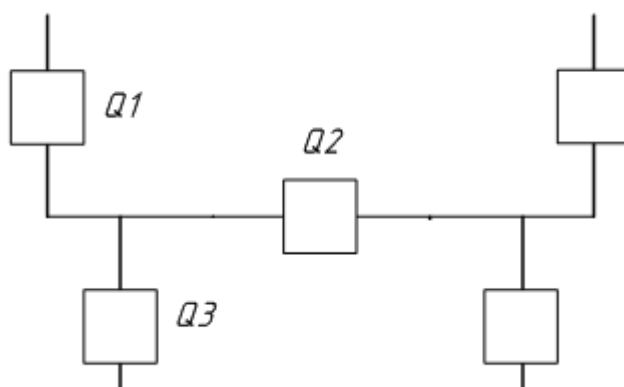


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Для примера произведём выбор выключателя "Q3".

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q3 на РП [1]:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{8745^2 + 3840^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 608,23 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (51)$$

2) По длительному току [1]:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} , \quad (52)$$

3) По отключающей способности [1]:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} , \quad (53)$$

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

$$4,777 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя [1]:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] , \quad (54)$$

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

$$B_k = 4,777^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 13,37 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (55)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в}.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле [1]:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (56)$$

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

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения [1], кА.

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

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет [1]:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (57)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,86 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 608,23 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,178 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 13,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Выбранный трансформатор тока должен иметь две обмотки, включение электроизмерительных приборов – назначение одной, подключение приборов защиты назначение другой. Критериями для выбора ТТ является: номинальное напряжение первичной цепи, ток вторичной цепи и выбранный класс точности, который равен 0,5 так как к ним подключаются счётчики приборов учёта. Критериями для проверки ТТ являются: электродинамической стойкости, и термической стойкости в случае короткого замыкания.

При выборе ТТ обязательно необходимо обращать внимание на то, что ток во вторичной обмотке должен быть равным 5 амперам.

Так как недогрузка ТТ становится причиной увеличения погрешности проводимых измерений :

- по термической стойкости [1],
- по электродинамической стойкости [1],
- по вторичной нагрузке [1],
- по конструкции и классу точности[1]:

По этой ток уставки должен быть примерно равным номинальному рабочему току.

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

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока [1];

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности [1].

Индуктивная составляющая цепи тока незначительно, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичное сопротивление r_2 складывается из сопротивлений приборов $r_{\text{приб}}$, сопротивления приборов соединения $r_{\text{пр}}$ и контактного переходного соединения $r_{\text{К}}$ [1]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{К}}, \quad (59)$$

Выберем ТОЛ-10УЗ, предназначенный для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

С целью снижения погрешности при снятии показаний с приборов все выбираемое оборудование должно иметь цифровой интерфейс и телеметрический параметр серии 3021.

По причине того, что эти приборы индуцируют значение сигналов измерения с учетом установленных коэффициентов трансформации, их следует подключать к трансформаторам тока. Следует отметить и то, что эти устройства учета могут контролировать минимальную и максимальную величину возможного допущения измеряемого значения. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

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

Номинальная нагрузка ТТ [1]:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (60)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина [1], В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи [1], А.

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки [1], Ом:

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

Общее сопротивление приборов [1]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (61)$$

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

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

Сопротивление проводов определяется по формуле [1]:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{min}}, \quad (62)$$

где $l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 [1], м;

S_{min} - минимальное сечение проводов [1].

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 [1]:

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

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (60) [1]:

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

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

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для обеспечения питаниям приборов с классом точности 0,5, которые ведут учёт и контроль, а также приборов релейной защиты и автоматики, распределительное устройство комплектуется трансформаторами напряжения, к обмоткам низшего напряжения которой подключается выше перечисленное оборудование.

Трёх обмоточные трансформаторы, основные функции которых измерение напряжения, контроль фазной изоляции в сетях 10 кВ по отношению к земле. Они имеют наибольшее значение тока замыкания на землю, исполняются с пятью стержнями и имеют тип “НАМИ” нулевая точка которых заземляется.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по классу точности [1];
- по конструкции и схеме соединения [1];
- по напряжению установки [1];
- по вторичной нагрузке [1];

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \tag{63}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности [1];

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения [1].

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит [1]:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

С целью снижения погрешности при снятии показаний с приборов все выбираемое оборудование должно иметь цифровой интерфейс и телеметрический параметр.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

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

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

Шины распределённого пункта на саране 10 кВ исполним жесткими и из алюминия.

Критерием для выбора шин является: нагрев длительно допустимым током в нормальном и послеаварийном режиме [1].

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах [1]:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РПб}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ А}, \quad (64)$$

$$I_{н/а} = \frac{6713,69}{\sqrt{3} \cdot 10} = 387,62 \text{ А}.$$

Принимаем шины АДО сечением $q=3 \times 25=74 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 480 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП ($I_{п.о.} = 5,63 \text{ кА}$, $i_y = 14,71 \text{ кА}$).

Тепловой импульс тока КЗ [1]:

$$W_k = 5,63^2 \cdot (1,57 + 0,06) = 51,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости [1]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T}, \quad (65)$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия [1].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51,68 \cdot 10^3}}{90} = 2,4,$$

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

$$2,4 < 60 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, выбранные шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению [1]:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (66)$$

где l – длина пролета между изоляторами [1], м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы [1]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (67)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{12} = 0,38 \text{ см}^4,$$

q – поперечное сечение шины [1], см^2 .

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,38}{0,75}} = 86,6 \text{ Гц},$$

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

Самое большое электродинамическое усилие, возникает при трехфазном К.З., и он определяется по формуле [1]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (68)$$

где $a = 0,3$ м – расстояние между фазами [1].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{14710^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 123,9 \text{ Н / м.}$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный [1]:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (69)$$

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

$$M = \frac{123,9 \cdot 1,2^2}{10} = 17,99 \text{ Н / м.}$$

Под воздействием изгибающего момента, возникает напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (70)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин [1]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,33 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{17,99}{0,33} = 60 \text{ МПа}.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по ГОСТу 30323-95 [1]:

$$\sigma_{доп} = 83 \text{ МПа}.$$

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

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 387,62 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 480 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 2,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 60 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

На РП выбираем аналогичные сборные шины АДО.

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

По номинальному напряжению [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

По допустимой нагрузке [1]:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор [1];

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора [1]:

$$F_{доп} = 0,6F_{разр}, \tag{71}$$

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб [1].

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбираем опорные изоляторы марки ИО -10-3,75 УЗ.

Нагрузка на шины одного из пролётов многопролётной конструкции определяет нагрузку на изолятор ($F_{расч}$), значение которой указывается в паспортных данных, и оно должна быть меньше 60% от расчетной нагрузки ($F_{расч}$).

Выбор изоляторов осуществляется по следующим критериям [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \tag{72}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14710^2 \cdot 1,2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 148,9 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2240 \text{ Н.}$$

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 148,9 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2240 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные оборудование полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

Распределительно устройство основные задачи, которой: прием и распределение трех фазной электрической энергии промышленной частоты 50 Гц и напряжением 10 кВ, режим нейтрале которой изолированный. Исполним её в виде КРУ «Классика», которая выпускается компанией под названием «Таврида электрик».

КРУ «Классика» имеет вид шкафов стоящих отдельно друг от друга, каждый и которых присоединяется к шинам, и укомплектован всем необходимым фирменным оборудованием.

Для того чтобы обеспечить безопасность обслуживающего персонала в случаи возникновения электрической дуги, шкафы разделяются тарельчатыми перегородками на следующие отсеки:

- выдвижного элемента [1];

- сборных шин [1];
- трансформаторов тока и присоединений [1];
- намагничивания - отсек вспомогательных цепей [1].

Благодаря тому, что выключатель, контактор, секционированный разъединитель и трансформатор напряжения выдвигаются по средства выдвигного элемента их на много проще обслуживать и проводить ремонт.

Персонал, обслуживающий ячейку КРУ “Классика” находится под защитой от последствий воздействия электрической дуги, благодаря тому, что она имеет высокую стойкость к воздействию дуги.

“Классика” – это более простая и надежная аппаратура благодаря тому, что все её элементы управляются по средствам двух ручек расположенных на панели управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.6 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ

Защита трансформатора 10/0,4 реализуется по средствам применения предохранителей на стороне высшего напряжения, а также на стороне низшего напряжения [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии [5]:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (73)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя [5];

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя [5].

Расчетный ток для ТП17 определяем по формуле [5]:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (74)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций [5].

Рассчитываем ток для линии 39 на стороне 0,4 кВ [5]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{\frac{134^2}{2} + \frac{100,5^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 126,245 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400 [4].

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 10 кВ [4]:

$$I_{расч} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,33 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 15 А.

Выбираем предохранитель марки НПН-15 [4].

Выбор предохранителей на сторонах 0,4 кВ и 10 кВ представлен в таблицах 22 и 23.

Таблица 22 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП17-10	279.546	300	ПН2-400
ТП17-124	7.93	10	НПН-60
ТП17-1	275.162	300	ПН2-400
ТП17-111	168.498	200	ПН2-250
ТП17-38	233.589	250	ПН2-250
ТП17А-175	300.103	400	ПН2-400
ТП17А-37	170.338	200	ПН2-250
ТП17А-143	3.597	6	НПН-60
ТП23А-85	104.823	120	ПН2-250
ТП23А-97	6.786	10	НПН-60
ТП23А-148	667.21	700	ПН2-800
ТП23-150	96.447	100	ПН2-100
ТП23-149	348.505	400	ПН2-400
ТП23-188	144.132	150	ПН2-250
ТП23-114	13.898	15	НПН-60
ТП23Б-178	137.735	150	ПН2-250
ТП23Б-153	379.193	400	ПН2-400
ТП23Б-99	227.126	250	ПН2-250
ТП22-133	70.491	80	ПН2-100
ТП22-67	243.847	250	ПН2-250
ТП22-115	8.748	10	НПН-60
ТП22Б-73	91.428	100	ПН2-100
ТП22Б-163	232.683	250	ПН2-250
ТП22Б-118	4.823	6	НПН-60
ТП22А-132	389.768	400	ПН2-400
ТП22Б-162	554.211	600	ПН2-600

Участок сети	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохра- нителя
1	2	3	4
ТП22Б-104	4.578	6	НПН-60
ТП16-170	539.447	600	ПН2-600
ТП16-169	355.148	400	ПН2-400
ТП16-64	200.755	250	ПН2-250
ТП16-107	20.112	25	НПН-60
ТП16-54	78.618	80	ПН2-100
ТП16А-172	507.8	600	ПН2-600
ТП16А-110	39.309	39.309	НПН-60
ТП16А-51	104.823	120	ПН2-250
ТП16А-168	311.249	400	ПН2-400
ТП16А-167	250.817	300	ПН2-400
ТП16А-166	377.017	400	ПН2-400
ТП16А-183	146.968	150	ПН2-250

Подробный расчет приведен в приложении А.

Таблица 23 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохра- нителя
1	2	3	4
23Б	24.565	25	НПН-60
23	19.748	20	НПН-60
23А	24.565	25	НПН-60
22	10.739	15	НПН-60
22А	32.685	40	НПН-60
22Б	10.882	15	НПН-60
16	39.665	40	НПН-60
16А	58.517	60	НПН-60
17А	15.83	20	НПН-60
17	32.196	40	НПН-60

Подробный расчет приведен в приложении А.

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника [4];
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ [4];
- по чувствительности к токам КЗ [4].

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}}, \quad (75)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ [4]:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (76)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ [4]:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (77)$$

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

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

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

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (78)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
23Б	425.47	24.565	25	ВА52-39
23	342.04	19.748	20	ВА52-39
23А	425.47	24.565	25	ВА53-43
22	186	10.739	16	ВА52-39
22А	566.12	32.685	40	ВА75-45
22Б	188.48	10.882	16	ВА75-45
16	687.017	39.665	40	ВА53-43
16А	1013.544	58.517	63	ВА75-45
17А	274.183	15.83	16	ВА75-45
17	557.651	32.196	40	ВА52-39

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости [4]:

$$i_{уд} \leq i_{дин}.$$

Самая маленькая предельная коммутационная способность автоматических выключателей которых мы выбрали 31,5 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

11.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Главная задача трансформатора собственных нужд заключается в том, что он должен обеспечить электроэнергией электроприемники, которые размещены внутри распределительного пункта, в том числе и цепи оперативного тока, которые являются наиболее ответственным потребителем.

Приемники РП:

Первая группа

- оперативные цепи (5 кВт), аппаратуры связи телемеханики (5 кВт).

Вторая группа

- освещение (10 кВт), электроотопление помещения (10 кВт),

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению [4]:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (79)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования определяется по справочнику.

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma 1} = 0,3 \cdot 5 + 0,5 \cdot 5 = 5 \text{ кВА},$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma 2} = 0,6 \cdot 10 + 0,8 \cdot 10 = 15 \text{ кВА},$$

Суммарная мощность от двух групп:

$$S_{\Sigma 1,2} = 5 + 15 = 20 \text{ кВА}.$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{\Sigma 1,2}}{\kappa_3 \cdot N_T}, \quad (80)$$

$$S_T = \frac{18}{2 \cdot 0,75} = 11 \text{ кВА}.$$

К установкам принимаем трансформатор собственных нужд типа ТСЗ-25/10/0,4 УЗ.

11.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Основной задачей ограничителя перенапряжения является защита электрооборудования от различных видов перенапряжений. Для увеличения коэффициента нелинейности, ограничители перенапряжений производят с использованием оксидов цинка а, также окиси других металлов. Благодаря отсутствию искровых промежутков, имеющихся в разрядниках, ОПН является наиболее хорошим вариантом защиты от перенапряжения. Для обеспечения глубокого уровня защиты ОПНы имеют нелинейную вольт-амперную характеристику, что также позволяет им на протяжении продолжительного промежутка времени находиться под воздействием рабочего напряжения. Для обеспечения заданных изоляционных характеристик, и механической прочности полимерные материалы подвергают прессовки с целью образования Прочной оболочки.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию [6]:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (81)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН [6];

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети[6].

Выбор ОПН производится таким образом, чтобы длительно допустимое напряжение составляла величину на 2-5% больше значения уровня напряжения в точке, выбранной для установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН [6]:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (82)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение [6];

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке 6, учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса).

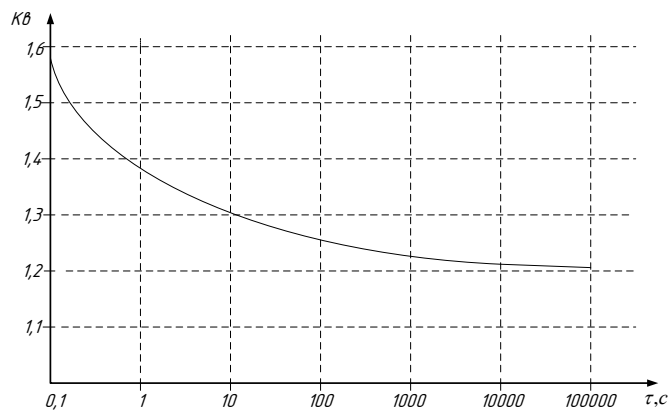


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то [6]:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}, \quad (83)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии, то [6]:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (84)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений [6], кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K [6], кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии [6], Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции [6];

β – расчетная частота [6].

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (85)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН [6];

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН [6].

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж [6]:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot U_{осм} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (86)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений [6], кВ;

T – время распространения волны [6], мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

В данном проекте установлены ОПН на шинах 10 кВ РП, а также на шинах силового трансформатора со стороны 10 кВ.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (87)

[6]:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах) [6]:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,9 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

В связи с тем, что в сетях 10-35 кВ нейтраль трансформатора изолирована, семидесяти пяти процентную долю от общего числа повреждений составляют замыкания на землю.

Меры по компенсации реактивной мощности позволяют:

- 1) предотвратить возможный переход возникшего замыкания на землю в межфазное замыкание
- 2) уменьшить токи через повреждение, что в свою очередь предотвращает разрушение изоляции;
- 4) обеспечить надежное гашение дуги;
- 5) уменьшить не симметрию нагрузки на генераторы;
- 6) исключить повторные загорания дуг;
- 7) обеспечить необходимые условия для того, чтобы восстановился воздушный промежуток с целью замедления восстановления линейного напряжения.
- 8) в нормальном режиме эксплуатации ограничить перенапряжение внутри при осуществлении операций коммутации

Расчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией весь заанный квартал:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (87)$$

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

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 6,2}{10} \right) = 7,76 \text{ A.}$$

Для городских сетей характерны маленькие значения токов замыкания на землю, в связи с тем, что нейтраль заземлена.

Следует учесть ток нормального режима для верной компенсации ёмкостного тока на землю.

Вывод: Установка дугогасящего реактора не требуется, так как полученное значение ёмкостного тока не превышает максимального значения для сетей 10 кВ, установленное ПУЭ.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

13.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

В связи с тем, что в моём случае сеть имеет номинальное напряжение 10кВ и нейтраль изолирована, в соответствии с требованиями ПУЭ я должен предусмотреть доступные виды релейной защиты от все видов коротких замыканий и замыканий на землю. В моём случае целесообразно реализовать двух ступенчатую токовую защиту: I – реализована токовой отсечкой; II - реализована максимальной токовой защитой с применением зависимым или независимым характером выдержки по времени. Релейная защита работает корректно в том случаи, если она реагирует на устойчивое замыкание на землю. На кратковременное замыкание допускается однократное срабатывание [7].

13.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

Ток срабатывания токовой отсечки устанавливается таким образом, чтобы его значение превышало величину максимального короткого замыкания, проходящего через защиту в случаи повреждения элемента, с целью обеспечения селективности. По мере приближения места короткого замыкания, вероятность действие защиты на него увеличивается [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению [8]:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (88)$$

где $I_{п0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции [8], А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей [8];

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

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

Задачей быстродействующей токовой отсечки является: быстрое срабатывание на мгновенные подъёмы тока, возникающие в случае подключения трансформатора на участке защищаемой цепи.

Поэтому $I_{с.з.}^{ГО}$ должен удовлетворять условию [8]:

$$I_{с.з.}^{ГО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (89)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи [8], А;

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов [8], $k_{нам} = 3...5$.

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

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов [8]:

$$I_{с.з.}^{ГО} \geq I_{бр.нам}, \quad (90)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (91)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,33 \text{ кА},$$

$$3,54 \geq 2,33 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, устава выбрана верно.

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

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{ max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (92)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{4,88}{3,54} = 1,5 \geq 1,2$$

В случаи если присутствует резервно действующая защита, то в этом случаи необходимо произвести коррекцию коэффициента, который предназначен для действия защиты при КЗ в конце участка, в соответствии со всеми требованиями ПУЭ предъявляемые к значениям расположенных около 1,2 условных единиц. При значении меньшем 1,2 следует произвести поверку на предмет того какой процент от общей длины линии находится под защитой реле.

Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{бр.нам}$, кА	$I_{к\text{ max}}^{(2)}$, кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП						
РП-ТП17	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80	35
РП-ТП23	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22	-
РП-РП22	3,40	3,57	-	5,23	1,46	-
РП-РП16	4,32	3,53	-	5,23	1,31	43

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

13.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты

В качестве примера расчета уставок максимальной токовой защиты приведем расчёт МТЗ для РП.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки [8]:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.маx}, \quad (93)$$

где $k_{зап.}$ –коэффициент запаса, учитывает погрешность реле [8], принимается равным для «Сириус-2-Л» $k_{зап.} = 1,1$;

$k_{сзп}$ –коэффициент само запуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии само запуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ [8]. Для городских распределительных сетей $k_{сзп} = 1,2$;

$I_{р.маx}$ –максимальный ток в линии [8], А;

$k_{в}$ –коэффициент возврата токового реле [8]; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

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

Ток срабатывания реле [8]:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (94)$$

где $k_{сх}$ –коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$) [8];

$k_{т}$ –коэффициент трансформации трансформаторов тока [8].

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с $I_{ном.} = 400$. А [8]:

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

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

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

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне [8]:

$$k_{ч.МТЗ.} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (95)$$

где $I_{к\ min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ [8], А.

$$k_{ч.МТЗ.} = \frac{2920}{544,32} = 5,37 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Выдержка времени «Сириуз-2-Л» должна учитывать следующие и предыдущие уровни защиты

Выдержка времени выбирается по условию [8]:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (96)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты [8], с;

Δt – ступень селективности [8]. Δt для «Амур» принимается $\approx 0,5$.

Для защиты трансформаторов ТП я применил предохранители и автоматические выключатели. Выбор которых производился для обеспечения их взаимной селективной работы, т.е. с выдержкой по времени срабатывания автоматов $t_1 = 0,8 \dots 1,0$ с. Из этого следует то что выдержка по времени реагирования «Сириуз-2-Л» принимается [8]:

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

В “петле” выбранной мной в качестве примера, вставкой обладающей наибольшим номинальным током является на $I_{ном} = 60$ А. Рассчитаем значение тока, расплавляющего плавкую вставку за время $t_{с.з.}=1,3$ с , воспользовавшись для этого времятоковой характеристикой, которой имеет предохранитель.

Для согласования МТЗ предохранителей, необходимо выполнение условия [8]:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \tag{97}$$

где $I_{пл}$ –значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время $t_{с.з.}$ [8], А.

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

$$544,33 \geq 230 \text{ А.}$$

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

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.мах}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}, А$	Уставка тока, А
1	2	3	4	5	6	7
РП						
РП1-ТП17	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
РП2-ТП23	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6
РП2-ТП22	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
РП2-ТП16	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

Проанализировав данные расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять для всех установок на отходящих присоединениях.

13.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

С целью защиты генераторов и трансформаторов от замыкания на корпус, и в обмотках соответственно, обязательно надо предусмотреть ОЗЗ, которая защищает от замыканий на землю. Из-за того, что сеть работает в режиме изолированной нейтрали, то применение этой защиты от замыканий на землю, увеличивает возможности функциональной работы. Её принцип действия основан на том, что для того чтобы найти сопротивление изоляции, необходимо измерить ток утечки на землю, проходящего через общее сопротивление сети по отношению к земле, и усреднённого по среднему значению тока и напряжению источника питания. Затем происходит сравнение полученных данных с предельно допустимым значением, после чего формируется сигнал на отключение. Кроме того, для формирования более точной картины сложившейся ситуации, которую должна проанализировать автоматика, производится замер тока утечки фазы с наибольшим напряжением по отношению к земле. Место повреждения изоляции определяется по соотношению токов утечки, которые сравнили между собой, на временном интервале равном переуду колебаний синусоиды.

Для диагностирования дефектов изоляции на ранней стадии, нужно знать соотношения фазных напряжений.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП17 [8]:

$$I_{\text{с.з.}}^{O33} = k_{\text{отс}} \cdot I_c, \quad (98)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки [8];

I_c - емкостной ток замыкания на землю [8], А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле [8]:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right) \quad (99)$$

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

$l_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий [8].

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,98}{10} \right) = 2,49 \text{ А,}$$

$$I_{\text{с.з.}}^{O33} = 1,1 \cdot 2,48 = 2,74 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{\text{с.з.}}^{O33}$, А
РП			
РП-ТП17	0,561	0,7	0,77
РП-ТП16	0,48	0,6	0,66
РП-ТП23А	1,26	1,58	1,7
РП-ТП23Б	1,7	2,1	2,3
РП-ТП22А	0,36	0,54	0,87
РП-ТП22	0,87	1,23	0,91

По данным полученных расчетов можно понять, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

13.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

13.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (94):

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 32.

Таблица 30 – Расчет ТО для РП

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

По данным полученных расчетов можно понять, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей РП.

13.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

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

$$I_{сз.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,34 \text{ А.}$$

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

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

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,79 \text{ А.}$$

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

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{2920}{544,32} = 5,37 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

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

По данным полученных расчетов можно понять, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

13.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (105) [8]:

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2,506}{10} \right) = 3,14 \text{ А},$$

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (104) [8]:

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} = 1,1 \cdot 3,14 = 3,45 \text{ А}.$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет ЗНЗ для РП 10 кВ.

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

13.3 Релейная защита секционного выключателя

13.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (94):

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 33

Таблица 33 – Расчет ТО для РП

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

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

13.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определяем ток работы защиты на РП по формуле (99):

$$I_{сз.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,34 \text{ А,}$$

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{2920}{544,32} = 5,37 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

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

По данным полученных расчетов можно понять, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

13.4 Автоматический ввод резерва

Задачей автоматического ввода резерва является то, что в случай перерыва питания приёмников от одного из источников, он обязан обеспечить их питанием по средствам резерва, который обязан быть при наличии II группы приёмников по надёжности электроснабжения. Она должна в автоматическом режиме перебросить нагрузку, нуждающуюся в электроэнергии, на резерв.

Требования предъявляемые к АВР:

- АВР обязан работать всегда, когда пропадает напряжение на шинах, независимо от того по какой причине это произошло,
- АВР обязан работать однократно,
- АВР обязан срабатывать за минимальное время после отключения источника питания.

13.5 Автоматическое повторное включение

Задачей автоматического повторного включения является: включение выключателя, который отключился, происходящего с определённой выдержкой времени. Следует обратить внимание на то, АПВ может быть однократного, двукратного, трехкратного, а в некоторых случаях даже и восьмикратного действия.

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- комбинированные — включает одну или три фазы результат зависит от того каким характером обладает повреждение,
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи,
- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу

14 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K = \sum k_{инф} \cdot (K_i), \quad (100)$$

$$K = 9795000 \text{ руб.}$$

где K – укрупненные показатели стоимости i -го оборудования, руб.;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции.

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс i} \cdot K_i, \quad (101)$$

$$I_{экс} = 195900 \text{ руб.}$$

где $\sum a_{экс i}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети, %;

Издержки на амортизацию электрооборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (102)$$

$$I_{ам} = \frac{3092}{20} = 1546 \text{ руб.}$$

где $T_{сл}$ – срок службы, лет.

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{y\partial}, \quad (103)$$

$$I_{\Delta W} = 1995000 \cdot 1,4 = 2793000 \text{ руб.}$$

Суммарные издержки на эксплуатацию:

$$I = I_{am} + I_{\Delta W}, \quad (104)$$

$$I = 1546 + 2793000 = 2795000 \text{ руб.}$$

где $C_{y\partial}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,4 руб/кВт·ч [14];

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (105)$$

$$Z = 0,1 \cdot 9795000 + 2795000 = 3774000 \text{ руб.}$$

где: E-коэффициент дисконтирования;

Доход от полезного отпуска:

$$O = \Delta W_{\Sigma} \cdot T, \quad (106)$$

$$O = 1995000 \cdot 3,36 = 6704000 \text{ руб.}$$

где: T-тариф на услуги по передачи электрической энергии;

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \quad (107)$$

$$H = 0,2 \cdot (6704000 - 2795000) = 781900 \text{ руб.}$$

Ежегодная прибыль:

$$P_q = O - I - H, \tag{108}$$

$$P_q = 6704000 - 2795000 - 281900 = 3127000 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости в годах:

$$T_q = \frac{K}{P_q + I_{ам}}. \tag{109}$$

$$T_{ок} = \frac{9788000}{3257000 + 1227} = 3,13 \text{ лет.}$$

Сведем в таблицу 35 результаты расчета по варианту с шинопроводами и силовыми пунктами.

Таблица 35 – Результаты экономического расчета

K , руб.	$I_{экс}$, руб.	$I_{ам}$, руб.	$I_{\Delta W}$, руб.	$\Delta W_{кл}$, кВт·ч	$З$, руб
9795000	199500	1546	2793000	1995000	3774000

Подробный расчет приведен в приложении А.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность

Эксплуатация КРУ требует соблюдения ряда правил техники безопасности, которые обусловлены наличием на объекте опасных факторов и оборудования [16].

К обслуживанию КРУ допускается специально обученный технический и оперативный персонал, имеющий соответствующую квалификационную группу по технике безопасности и знающий конструкцию и особенности эксплуатации КРУ [16].

При обслуживании КРУ запрещается [16]:

а) проникать без снятия напряжения и наложения заземления на токоведущие части в высоковольтную часть ячейки для работы на ней [16];

б) производить демонтаж защитных шторок, блокировочных устройств и перегородок между отсеками ячейки [16];

в) производить работы на выключателе или приводе при взведенном положении рабочих пружин и включенных цепях управления выключателем [16];

г) накладывать заземления (включать заземляющие разъединители) без видимого разрыва токоведущей цепи или без проверки отсутствия напряжения [16];

д) использовать основные ножи разъединителей в качестве заземляющих, когда заземление токоведущих частей происходит автоматически при отключении разъединителя [16];

е) открывать выхлопные (разгрузочные) клапаны, так как это может привести к ошибочному отключению выключателя [16];

ж) хранить в коридоре обслуживания КРУ и ЗРУ легковоспламеняющиеся и взрывоопасные вещества и горючие предметы [16];

з) производить плановые осмотры КРУН во время грозы и дождя [16].

15.2 Экологичность

Персонал, который проводит операции по обслуживанию трансформаторной подстанции, с определённой периодичностью должен осматривать расположенное в ней оборудование.

В данном разделе необходимо произвести расчет интенсивности шума производимого трансформаторами, расположенными внутри ТП.

Для примера проведем расчеты для трансформаторной подстанции №17.

На ТП устанавливаются 2 трансформатора ТМГ-1000/10.

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора с естественной циркуляцией воздуха масла (системы охлаждения вида М) равен:

$L_{WA\Sigma} = 73$ дБА [11]. Так как на ТП установлены два трансформатора, примем поправку: $L_{WA\Sigma} = 73 + 3 = 76$ дБА.

Проведем расчет шума трансформаторов на расстоянии $R = 17$ м, так как именно на этом расстоянии находится ближайшее жилое здание.

$$L_a = L_{pa} - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2), \quad (110)$$

$$L_a = 76 - 10 \cdot \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 17^2) = 48,02 \text{ дБА.}$$

Принимаем допустимый уровень шума в зависимости от территории и времени суток (жилые комнаты квартир, жилые помещения домов отдыха с 23.00 до 7.00 ч.) $L_A = 50$ дБА [11].

С целью проверки мест расположения ТП, на предмет соответствия санитарно-гигиеническим нормам по шуму, проведем расчет минимального расстояния до жилой застройки.

Определяем по формуле [11]:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}, \quad (111)$$

В результате расчета [11]:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(76-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 7,96 \text{ м.}$$

Вывод: По результатам расчета, минимально возможная дистанция до территории жилой застройки составило 7,96 м, что на много меньше 17м, поэтому санитарно-гигиенические требования соблюдаются

Площади, которые необходимо отвести для постройки ТП 10/0,4, приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Площадь трансформаторных подстанций

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Количество трансформаторов, штук.	Площадь отводимая под ТП, м ²
1	2	3	4
ТП17	1000	2	11
ТП17А	400	2	13
ТП23	630	2	13
ТП23А	630	2	11
ТП23Б	630	2	17
ТП22	400	2	17
ТП22А	1000	2	15
ТП22Б	400	2	17
ТП16	1000	2	17
ТП16А	1600	2	11

В результате модернизации системы электроснабжения жилого района определено следующее количество ТП: 3 ТП мощностью 400 кВА, 3 ТП мощностью 630 кВА, 3 ТП мощностью 1000 кВА, 1 ТП мощностью 1600 кВА, все ТП являются двух трансформаторными. Таким образом, под них отводится:

- для ТП с трансформаторами по 400 кВА;

$$S=3 \cdot 13=39 \text{ м}^2,$$

- для ТП с трансформаторами по 630 кВА:

$$S=3 \cdot 15=45 \text{ м}^2,$$

- для ТП с трансформаторами по 1000 кВА:

$$S=3 \cdot 17=51 \text{ м}^2.$$

- для ТП с трансформаторами по 1600 кВА:

$$S=1 \cdot 19=19 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь земельных участков отводимая под все ТП составляет 154 м².

15.3 Чрезвычайные ситуации

По всей территории Благовещенска размещено огромное количество трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. И самым опасным и нежелательным событием является пожар, который несёт огромную опасность для жителей и персонала, который может обслуживать находящееся внутри оборудование.

Порядок действий при получении звонка на диспетчерский пункт от очевидца возгорания трансформаторной подстанции [11]:

1. Дежурный диспетчер должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, оперативно выездной бригаде, а также в пожарную охрану (МЧС России) [11];

2. Дежурный электромонтер ОВБ должен аварийно отключить напряжение (разъединитель 10 кВ соответствующей ячейки) [11];

3. До прибытия подразделений МЧС России руководителем тушения пожара является дежурный электромонтер ОВБ, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц [11];

- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления) [11];

- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара [11];

4. Перед началом тушения пожара необходимо убедиться в отсутствии напряжения [11];

5. Принять меры по ликвидации пожара средствами пожаротушения [11].

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений пожарной охраны МЧС России и персонал энергопредприятия обязан выполнять следующие требования [11]:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания [11];

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;

6. Дежурный электромонтер должен произвести записи в оперативных журналах [11];

7. Запрещается включать электроустановку до расследования причины возгорания и производства ремонтных работ [11].

16 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Заземление – это комплекс мер по соединению между собой проводника заземления и заземлителя, с целью преднамеренного соединения имеющегося оборудования и землёй. Проводник, соприкасающийся с землёй и представляющий собой соединение проводников из металла, называется заземлителем. Проводник, соединяющий части оборудования подлежащих заземлению называется заземляющим проводником.

Сопротивление растекания или так называемое “сопротивление заземлителя” – это сопротивление, складывающееся из составляющих сопротивлений грунта и заземлителя. Для того, чтобы найти значение нужно разделить напряжение, по отношению к наливной точке, на ток.

По причине того, что грунт это не однородная, а представляющая собой “пирог” из отличных друг от друга слоёв с разными сопротивлениями, структура, его удельное сопротивление является функцией, зависящей от таких переменных как температура, влажность, и наличие электролитических соединений.

Различают две разновидности заземляющих устройств: контурные и выносные, разница между ними обусловлена расположением по отношению к заземлителю.

Для зданий и сооружений с целью заземления целесообразно проложить магистраль заземления, соединённую с заземлителем не меньше чем в двух местах, к которой с помощью соединительных проводов подключают оборудование подлежащее заземлению.

Металлическая арматура зданий, свинцовая барабаня кабелей, это средства на которые необходимо обратить внимания на предмет их использования в качестве заземлителя.

В том случаи, когда меры применения естественного заземления не дают желаемого результата, прибегают к использованию искусственного заземления, представляющего собой угловую сталь толщиной 4 мм.

Размечаем заземление распределительного пункта.

Найдем территории, которую необходимо отвести для заземлителя. При этом следует учесть прибавку в размере 1,5 м, которая делается с целью исключения возможного вреда для человека находящегося, за пределами территории [12]:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (112)$$

где A - ширина территории подстанции (4,6 м) [12];

B - длина территории подстанции (9 м) [12].

$$S = (4,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (9 + 2 \cdot 1,5) = 91,3 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности [12]:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (113)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 7,5 мм² [12].

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 7,5^2 = 176,8 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости [12]:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (114)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А) [12];

$t_{p.3}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты [12], и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$) [12].

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{5630^2 \cdot 0,155}{400 \cdot 21}} = 24,3 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости [12]:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{IP} + S_{CP}), \quad (115)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии (мм) [12].

Средняя глубина коррозии определяется по формуле [12]:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (116)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.) [12];

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта [12].

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,38$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,38 \cdot (15 + 1,38) = 71,3 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (117)$$

$$F_{\phi} = 71,2 + 24,2 = 95,5 \text{ мм}^2.$$

Расчеты показывают то, что фактическое сечение меньше сечения найденного по механической прочности.

Следовательно, следует уточнить радиус прутка [12]:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (118)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{95,4}{3,14}} = 5,52 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 6 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины горизонтальных полос (м):

$$L_r = ((A+1,5) \cdot 2) + ((B+1,5) \cdot 2), \quad (119)$$

$$L_r = ((4,6+1,5) \cdot 2) + ((9+1,5) \cdot 2) = 33,3 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$n_{zA} = \frac{((A+1,5) \cdot 2)}{l_{II-II}}; \quad (120)$$

где l_{II-II} - длина одной полосы (4 м);

$$n_{zA} = \frac{((4,6+1,5) \cdot 2)}{4} = 5.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$n_{zB} = \frac{((B+1,5) \cdot 2)}{l_{II-II}}, \quad (121)$$

$$n_{zB} = \frac{((9+1,5) \cdot 2)}{2,5} = 7.$$

Определяем количество вертикальных электродов [12]:

$$n_B = \frac{L_{\Gamma}}{a}, \quad (122)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (примем 2,5м);

$$n_B = \frac{33,2}{4} = 9,8.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 10.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Так как место, где расположен распределительный пункт №2, грунты такие: супесь и глина

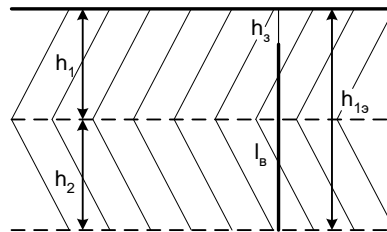


Рисунок 7 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м) [12]:

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (123)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м) [12];

$$\rho_{1Э} = \frac{4 + 0,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 93,25 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной [12]:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (124)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 4 = 5,4 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м) [12]:

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (125)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине [12]:

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{5,6 - 4,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 20,28 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{4,6 - 0,6}{4} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{93,24}{20,27} = 4,7.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$ [12], откуда

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 26,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом) [12]:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (126)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{26,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 4 \cdot (2 \cdot 0,6 + 4)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,6 + 4)}\right) = 6,64 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрод [12]:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (127)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м) [12].

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{26,4}{2 \cdot 3} \cdot \ln \left(\frac{1,5 \cdot 3}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,6}} \right) = 14,43 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом) [12]:

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (128)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75) [12].

$$R_{\text{СТ}} = \frac{6,62 \cdot 14,42}{0,75 \cdot (10 \cdot 14,42 + 10 \cdot 6,62)} = 0,606 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется [12]:

$$R_{\text{И}} = \frac{\alpha_{\text{И}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{n \cdot \eta}, \quad (129)$$

где $\alpha_{\text{И}}$ - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом) [12]:

$$R_{\text{ИВ}} = \frac{6,62 \cdot 1}{10 \cdot 0,75} = 0,89 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент [12]:

$$\alpha_{\text{И}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\text{Г}}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (130)$$

где τ_ϕ - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_\phi = 2$ мкс) [12];

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м) [12]:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_\Gamma}{r} - 0,31 \right) . \quad (131)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{3}{0,01} - 0,31 \right) = 1,078 \text{ мкГн/м};$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,079 \cdot 104}{3 \cdot 2 \cdot 14,42} = 2,4;$$

$$R_{III} = \frac{14,42 \cdot 2,3}{10 \cdot 0,75} = 4,42 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом) [12]:

$$R_{II} = \frac{R_{III} \cdot R_{IV}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{III} + n_\Gamma \cdot R_{IV})} , \quad (132)$$

$$R_{II} = \frac{4,42 \cdot 0,88}{0,75 \cdot (10 \cdot 4,42 + 10 \cdot 0,88)} = 0,099 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность оценить задачи которые, стоят перед инженером в проектных организациях, а также некоторые аспекты по применению реального опыта проектирования подобных схем эксплуатации.

В ходе выполнения курсового проекта была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть сроком окупаемости в 3,13 лет.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

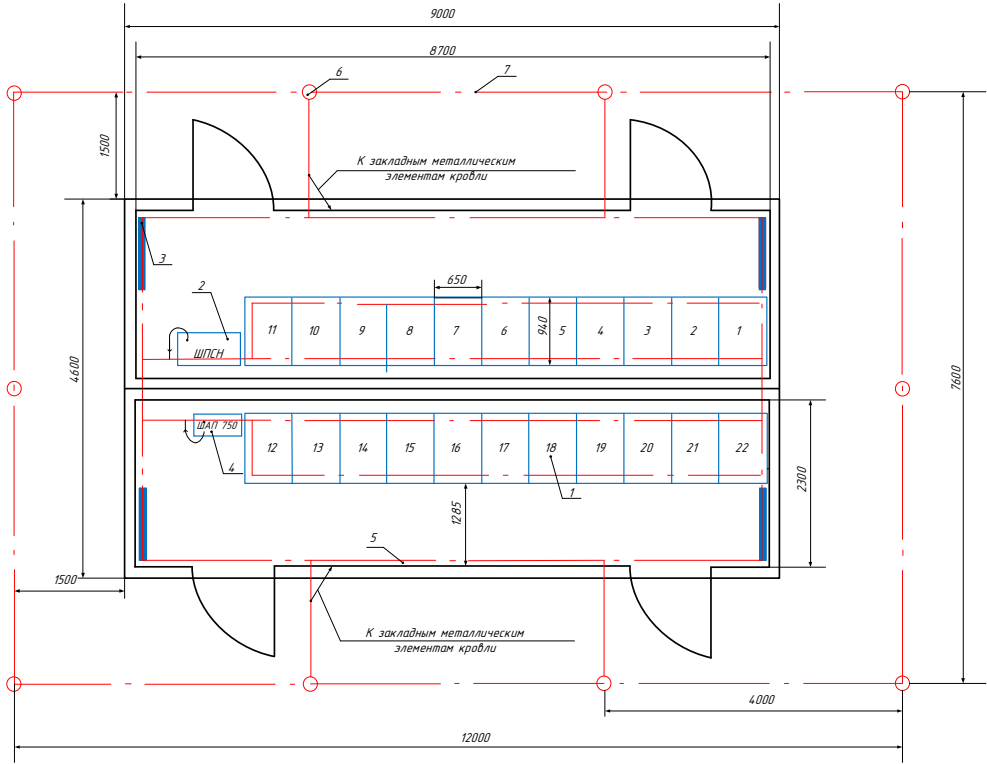
Не смотря на это, выполненный мною проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 2 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98: 1998, – 86 с.
3. Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
4. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
5. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
6. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджикибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
7. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
8. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
9. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. -106 с.
10. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.

11. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.
12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.
13. Барыбин, Ю.Г Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
14. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», – 2010. – 320 с.
15. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
16. Снайпов. нет [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : http://snipov.net/database/c_4294947170_doc_4294817254.html

- 1 – Шкаф комплектного распределительного устройства;
- 2 – Шкаф питания собственных нужд;
- 3 – Тепловой конденсатор;
- 4 – Шкаф аварийного питания;
- 5 – Внутренний контур заземления проходит по стенам на высоте 400 мм от пола;
- 6 – Электрод заземления Эм угловая сталь 50х50;
- 7 – Сталь полосовая 40х4.



ВКР 14.4.104.130302.Сх			
№	Изм.	Дата	Содержание
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			
95			
96			
97			
98			
99			
100			

Принципиальная однолинейная схема ТП №17А 400 кВА

Схема главных цепей ЧВН

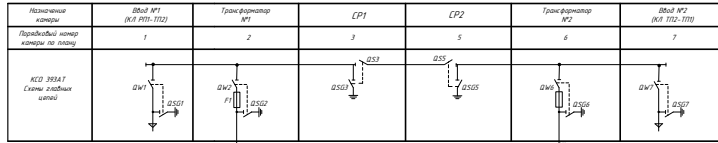
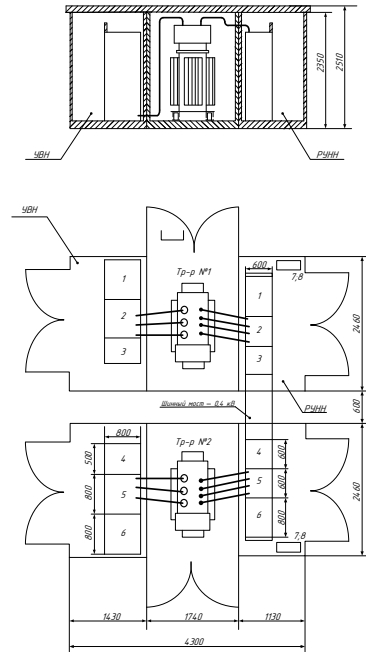
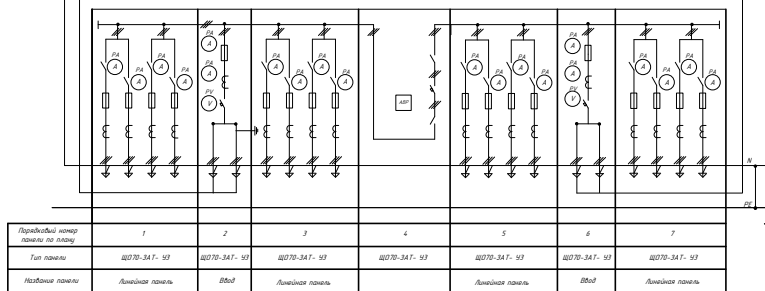


Схема главных цепей РУНН



Назначение камер

- ШВН
 1 - вводная
 2 - линия и трансформаторы
 3 - секционный разъединитель
- РУНН
 1 - вводная
 2 - вводная
 3 - панель с АВР
 4 - секционный
 5 - шины учета
 6 - ШВ-ЕН-А1

		ВКР 14.4.04.180302.01			
№ п/п	Исполнение	№ п/п	Исполнение	№ п/п	Исполнение
1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4
5	5	5	5	5	5
6	6	6	6	6	6
7	7	7	7	7	7
8	8	8	8	8	8

Компоновка и принципиальная однолинейная схема ТП №17А 400 кВА

Исполнитель: *Иванов И.И.*
 Проверил: *Петров П.П.*
 Дата: *10.10.2018*

Информация о проекте: *ЭЗ 208261 ТНВ 771 д.МВ*

Код документа: *180302.01*

Код проекта: *180302.01*

Код объекта: *180302.01*

Код участка: *180302.01*

Код здания: *180302.01*

Код помещения: *180302.01*

Код оборудования: *180302.01*

Код материала: *180302.01*

Код ресурса: *180302.01*

Код информации: *180302.01*

Код документа: *180302.01*

Код проекта: *180302.01*

Код объекта: *180302.01*

Код участка: *180302.01*

Код здания: *180302.01*

Код помещения: *180302.01*

Код оборудования: *180302.01*

Код материала: *180302.01*

Код ресурса: *180302.01*

Код информации: *180302.01*