

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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Таежный в городе Тында с центром питания подстанция «Шахтаум»

Исполнитель студент группы 242-об4	_____	Ю.А. Честнейшина
	подпись, дата	
Руководитель ассистент	_____	Ю.В. Хондошко
	подпись, дата	
Нормоконтроль доцент	_____	А.Н. Козлов
	подпись, дата	
Технический контроль	_____	А.Н. Козлов
	подпись, дата	

Благовещенск 2016

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

«_____» _____ 2016г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Честнейшиной Юлии Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Таежный в городе Тында с центром питания подстанция

«Шахтаум

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Хондошко Юлия Владимировна,
ассистент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Честнейшина

Имя Юлия

Отчество Александровна

Специальность Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование системы электроснабжения микрорайона Таежный в городе Тында с центром питания подстанция «Шахтаум»

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы _____

3. Недостатки работы _____

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

7. Актуальность и новизна работы

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы

Рецензент

должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю:

подпись заверяющего лица

М.П.

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Честнейшина

Имя Юлия

Отчество Александровна

Специальность Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование системы электроснабжения микрорайона Таежный в городе Тында с центром питания подстанция «Шахтаум»

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016 г. Руководитель _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с, 14 рисунков, 29 таблицы, 12 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ХАРАКТЕРНАЯ ГРУППА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ.

В работе спроектирована система электроснабжения для жилого района Таежный в городе Тында.

Цель работы – определить электрическую нагрузку жилых зданий и коммунально-бытовых потребителей, спроектировать сеть 0,4кВ, выбрать число, тип и мощность городских трансформаторных подстанций, выбрать схему распределительной сети, выбрать распределительное устройство. Для защиты сети от коротких замыканий и перегрузки произвести выбор защитной аппаратуры и автоматики.

На основе имеющегося плана жилого района была спроектирована система электроснабжения микрорайона Таежный, рассчитаны токи короткого замыкания и произведена проверка выбранного электрооборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	11
Введение	12
1 Краткая характеристика жилого района	13
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	14
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	14
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	14
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	16
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	16
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	18
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	19
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	21
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	21
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	26
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	27
4 Выбор схемы и конструкции ТП	29
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	31
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	36
6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	36
6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	36
6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	37
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	37
6.4.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ микрорайона Таежный.....	38
6.4.2 Выбор сечения провода линии 10 кВ между РП и центром питания	40
6.5 Расчет электрических нагрузок на шинах РП	41
7 Выбор схемы и конструкции РП	42
8 Расчет токов КЗ	44
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	44
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	46

9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	51
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	53
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	54
11.1	Выбор и проверка выключателей	54
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	57
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
11.4	Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов	63
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	67
11.6	Выбор и проверка предохранителей	68
11.6.1	Выбор и проверка предохранителей на стороне 0,4 кВ	68
11.6.2	Выбор и проверка предохранителей на стороне 0,4 кВ.....	71
11.7	Выбор и проверка автоматических выключателей	72
11.8	Выбор трансформатора собственных нужд	72
11.9	Выбор ОПН	74
12	Релейная защита и автоматика	78
12.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	78
12.1.1	Расчет уставок токовой отсечки.....	79
12.1.2	Расчет уставки МТЗ	81
12.1.3	Расчет уставки защиты от замыканий на землю	85
12.2	Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	87
12.2.1	Расчет уставок токовой отсечки	87
12.2.2	Расчет уставки МТЗ	87
12.2.3	Расчет уставки защиты от замыканий на землю	87
12.3	Расчет релейной защиты секционного выключателя	88
12.3.1	Расчет уставок токовой отсечки	88
12.3.2	Расчет уставки МТЗ	88
12.4	Автоматическое повторное включение	89
12.5	Автоматический ввод резерва	90
13	Расчет и анализ надежности	93
14	Расчет емкостных токов замыканий на землю	107

15.Заземление и молниезащита	109
15.1 Расчет заземления центра питания пс «Шахтаум»	109
15.2 Расчет молниезащитных устройств	119
Заключение	122
Библиографический список	123
Приложение А Организационно – экономическая часть	125
Приложение Б Безопасность и экологичность	146

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

А – ампер;

АВ – автоматический выключатель;

В – вольт;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СНиП – строительные нормы и правила;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЭП – электроприёмник.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в Выпускной квалификационной работе является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в трансформаторной подстанции, сечения кабелей на 0,4 и 10 кВ. В результате чего снижаются затраты при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для его коммунально-бытовых потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют особенные системы электроснабжения городов.

Вследствие развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Тында – город в Амурской области, административный центр Тындинского района. Крупный транспортный узел региона. Расположен в северной части области, на берегу реки Тында (бассейн реки Амур), при впадении в нее рек Шахтаум и Геткан, в зоне повышенной сейсмической активности, в 880 км к северу от областного центра – города Благовещенска. Численность населения – 33 819 человек. Площадь территории – 12 430 га.

Климат района резко континентальный с муссонными чертами характеризуется низкими зимними температурами воздуха. Город Тында приравнен к районам Крайнего Севера. В течение года на территории района маловетренная погода. Скорость ветра возрастает весной и осенью, после установления циклонической деятельности.

Суточные амплитуды температуры воздуха в течение всего года достигает 20 градусов. Годовая амплитуда температуры воздуха - 47 градусов.

Температуры воздуха изменяются при движении по территории района с юга на север. Средняя температура воздуха в январе в Тынде - 31,7 градус. Максимальные температуры в летний период составляют от 34 до 36 градусов. Раз в десять лет в летний период наблюдаться заморозки.

В температурном режиме района преобладают отрицательные температуры. Зима в городе с устойчивыми круглосуточными отрицательными температурами воздуха.

Температура воздуха ниже - 30 градусов наблюдается 70 дней в году. Минимальная температура, минус 40 градусов, наблюдается 8-10 дней в году.

Наибольшее число дней с осадками приходится на лето: вторая половина июля - первая половина августа. Дожди сопровождаются грозами.

Основным источником загрязнения воздуха являются многочисленные котельные и городской транспорт.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. На первом этапе проектирования систем электроснабжения города является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода 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:

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

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

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

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

где $P_{р.л}$ - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;
 $P_{стп}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

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

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

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

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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

n – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания № 1.

$$P_{кв} = 4,2 \cdot 27 = 113,4 \text{ кВт}$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя, [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:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (6)$$

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

n - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина № 74.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 708 = 117,16 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м² [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок микрорайона Таежный

№	Объект	n	P _{уд}	P	tg	Q	S
1	2	3	4	5	6	7	10
1	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
2	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
3	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
4	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
5	Жилой дом	9	6,7	60,3	0,2	12,06	61,49
6	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
7	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
8	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
9	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
10	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
11	Жилой дом	9	6,7	60,3	0,2	12,06	61,49
12	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	7
13	Жилой дом	9	6,7	60,3	0,2	12,06	61,49
14	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
15	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
16	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
17	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
18	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,643
19	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
20	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
21	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
22	Жилой дом	20	3,3	66	0,2	13,2	67,3
23	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
24	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
25	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
26	Жилой дом	40	3,3	132	0,2	26,4	134,61
27	Жилой дом	27	4,2	113,4	0,2	22,68	115,64
28	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
29	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
30	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
31	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
32	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
33	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
34	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
35	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
36	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
37	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
38	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
39	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
40	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
41	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
42	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
43	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
44	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
45	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
46	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
47	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
48	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
49	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
50	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
51	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
52	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
53	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
54	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
55	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
56	Жилой дом	12	5,9	70,8	0,2	14,16	72,2
57	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
58	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
59	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
60	Жилой дом	24	4,2	100,8	0,2	20,16	102,79
68	Торговый павильон	0,16	0,16	126,93	0,75	95,2044	158,67
73	Торговый павильон	0,16	0,16	126,93	0,75	95,2044	158,67
75	Детский садик	0,46	0,46	110,4	0,25	27,6	113,79
74	Дом быта	0,25	0,25	177,16	0,75	132,87	221,45
82	Детский садик	0,46	0,46	110,4	0,25	27,6	113,79
81	Школа	0,25	0,25	75	0,38	28,5	80,23
67	Торговый павильон	0,16	0,16	126,93	0,75	95,2044	158,67

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, и длины дорожного полотна [3]:

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

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой XLD-ДКУ08.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина, км	$P_{уд.ос}$, кВт/км	P_{oc} , кВт	Q_{oc} , квар
1	2	3	4	5
Улица кольцевая	1,47	3,90	5,73	4,30
Улица новая	0,57	3,90	2,23	1,67

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Улица 1	2,22	3,90	8,66	6,49
Улица 2	0,51	3,90	1,99	1,49
Улица 3	0,21	3,90	0,83	0,62
Улица 4	0,37	3,90	1,44	1,08
Улица 5	0,61	3,90	2,37	1,78
Итого	5,96		23,25	17,43

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП.

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

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

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

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

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

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-17-18-25

$$P_{P..Л} = 132 + 0,9 \cdot 113,4 + 0,9 \cdot 113,4 = 336,12 \text{ кВт.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-17-18-25	336,12	67,22
ТП-1-26-27	234,06	46,81
ТП1-14-15-16	317,43	63,5
ТП-1-68-19-82	252,32	79,9
ТП-1-20-21-22	310,2	62,04
ТП1-23-24	250,80	50,16
ТП-2-12-13-67	283,26	126,4
ТП-2-10-11	167,67	33,534
ТП-2-7-8-9	317,52	63,5
ТП-2-1-2-3-6	419,58	83,91
ТП-2-4-5	167,67	33,53
ТП-3-73-81	156,93	106,6
ТП-3-41-42-43	191,7	56,448
ТП-4-74	177,16	132,87
ТП-4-75-47	201,12	45,74
ТП-48-49	191,52	38,30
ТП-51-50-40	282,24	56,45
ТП-5-44-45-46	282,24	56,45
ТП-5-30-31-35	372,96	74,59
ТП-5-29	100,80	20,16
ТП-6-38-37-36	282,24	56,45
ТП-6-39-34-33-32	372,96	74,59
ТП-7-56-57	164,52	32,90

Продолжение таблицы 3

1	2	3
ТП-52-53-54-55	282,24	74,59
ТП-59-59-60	282,24	56,45

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

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

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

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

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

Для потребителей первой категории надежности необходимо предусмотреть резервирование.

В данном проекте выбираем лучевую схему распределительной сети, так как она является наиболее экономически выгодной

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току, который равен в данном случае этот ток будет равен послеаварийному. Далее делаем проверку выбранных сечений проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для

конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный максимальный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.мах}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (9)$$

где $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей в линии

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (10)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [4]), А.

Следует помнить, что для кабелей АСБл длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (11)$$

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

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

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 источнику [4];

K_3 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей принимается по ПУЭ 1,13.

Определим сечение кабеля для линии ТП1-17-18-25:

$$I_{расч. макс} = \frac{\sqrt{336,12^2 + 67,22^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 2} = 260,39 \text{ А},$$

К установке выбираем два кабеля марки АСБл сечением 150мм².

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$260,39 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 300 = 396,63$$

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

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

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле

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

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

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

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

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

$$\Delta U = \frac{520,79 \cdot 0,14 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot 380} \cdot (0,12 \cdot \cos(0,2) + 0,059 \cdot \sin(0,2)) \cdot 100\% = 3,33\% .$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.мах},$ А	$I_{дон},$ А	$I_{дл.дон},$ А	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U,$ %
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-17-18-25	260,39	300	396,63	120	2АСБл (3x150)	3,33
ТП-1-26-27	362,66	380	558,22	85	АСБл (3x185)	6,05
ТП1-14-15-16	245,92	245	323,91	95	2АСБл (3x95)	7,35
ТП-1-68-19-82	402,13	440	581,72	240	АСБл (3x240)	9,53
ТП-1-20-21-22	240,32	260	35,26	95	2АСБл (3x95)	9,63
ТП1-23-24	388,60	440	646,36	240	АСБл (3x240)	2,24
ТП2-12-13-67	157,11	260	343,75	95	2АСБл (3x95)	8,66
ТП2-10-11	259,79	260	381,94	95	АСБл (3x95)	3,88
ТП2-7-8-9	245,99	260	343,75	95	2АСБл (3x150)	3,08
ТП2-1-2-3-6	325,055	335	442,90	150	2xАСБл (3x150)	5,47
ТП-2-4-5	259,79	260	381,94	95	АСБл (3x95)	5,58
ТП3-73-81	204,69	220	323,18	70	АСБл (3x70)	7,96
ТП3-41-42-43	203,94	220	323,18	70	АСБл (3x70)	9,54
ТП4-74	336,46	380	558,22	185	АСБл (3x185)	1,78
ТП4-75-47	313,37	335	492,12	150	АСБл (3x185)	3,70
ТП4-48-49	296,75	300	440,70	120	АСБл (3x120)	5,01
ТП4-51-50-40	437,31	440	646,36	240	АСБл (3x240)	8,21

1	2	3	4	5	6	7
ТП5-44-45-46	437,31	440	581,72	240	АСБл (3x240)	5,33
ТП5-30-31-35-2	288,94	300	396,63	120	2АСБл (3x120)	8,10
ТП5-29	156,18	175	257,08	35	АСБл (3x35)	6,84
ТП6-38-37-36	437,31	440	646,36	185	АСБл (3x240)	4,67
ТП6-39-34-33-32	288,94	300	396,63	120	2АСБл (3x120)	7,70
ТП7-56-57	254,91	260	381,94	95	АСБл (3x240)	5,13
ТП7-52-53-54-55	221,77	260	343,75	95	2АСБл (3x95)	5,99
ТП7-59-59-60	437,31	440	646,36	185	АСБл (3x240)	7,74

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

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

$$P_{\Sigma P.L} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P.L.}, \quad (13)$$

$$Q_{P.TП} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P.L.}. \quad (14)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 3

$$P_{P.TП} = 0,9 \cdot [(ТПЗ - 73 - 81) + (ТПЗ - 41 - 42) + P_{ocв}], \quad (17)$$

$$Q_{P.TП} = 0,9 \cdot [(ТПЗ - 73 - 81) + (ТПЗ - 41 - 42) + Q_{ocв}], \quad (15)$$

$$P_{P.TII} = 0,9 \cdot [156,94 + 191,7 + 8,66] = 321,56 \text{ кВт},$$

$$P_{P.TII} = 0,9 \cdot [(TII3 - 73 - 81) + (TII3 - 41 - 42) + P_{осв}],$$

$$Q_{P.TII} = 0,9 \cdot [106,6 + 56,45 + 6,49] = 152,57 \text{ квар}.$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	$P_{P.TII}$, кВт	$Q_{P.TII}$, квар	$S_{P.TII}$, кВА
1	2	3	4
ТП1	1535,997	336,537	1572,432
ТП2	1220,13	308,367	1258,494
ТП3	321,561	152,586	355,9269
ТП4	768,627	247,374	807,4536
ТП5	681,147	136,638	694,7166
ТП6	588,2778	118,908	600,1749
ТП7	658,233	149,148	674,9191

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

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

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{P_{P.ТП}^2 + Q_{P.ТП}^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (16)$$

где $K_{з.онт.} = 0,75$ – коэффициент загрузки;

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

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

N_T – количество трансформаторов на ТП;

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

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (17)$$

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

Проверка коэффициента загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (18)$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (19)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{(1535,99)^2 + (336,54)^2}}{0,75 \cdot 2} = 1048,29 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем мощность ТП равной 1000 кВА, так как при мощности 1600 кВА трансформатор будет не догружен.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_з = \frac{\sqrt{(1535,99)^2 + (336,54)^2}}{2 \cdot 1000} = 0,52$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме

$$K_{зп/а} = \frac{\sqrt{(1535,99)^2 + (336,54)^2}}{1000} = 1,05$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	$K_з$	$k_{зп/а}$	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	1535,99	336,54	1048,27	1000	0,52	1,05	ТМГ1000/10
ТП2	1220,13	308,37	838,99	1000	0,42	0,84	ТМГ1000/10

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП3	321,56	152,59	237,28	250	0,48	0,95	ТМГ250/10
ТП4	768,63	247,37	538,3	630	0,43	0,85	ТМГ630/10
ТП5	681,15	136,64	463,14	630	0,37	0,74	ТМГ630/10
ТП6	588,28	118,91	400,1	400	0,5	1	ТМГ400/10
ТП7	658,23	149,15	449,95	630	0,36	0,71	ТМГ630/10

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

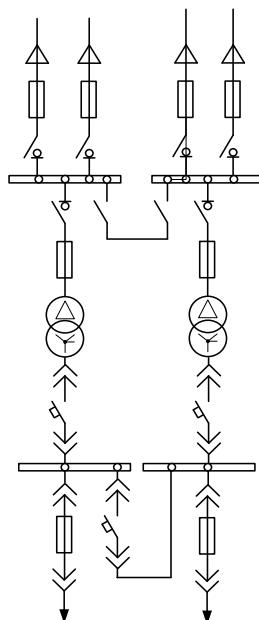


Рисунок 2 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}, \quad (20)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (21)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (22)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (23)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-17-18-25 по формулам:

$$\Delta P = \frac{336,12^2 \cdot 0,01 + 67,22^2 \cdot 0,01}{0,4^2} = 11,62 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{336,12^2 \cdot 0,004 + 67,22^2 \cdot 0,004}{0,4^2} = 3,43 \text{ квар},$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час},$$

$$\Delta W = 11,62 \cdot 1098 = 12763 \text{ кВт·час}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	R, ом	X, ом	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-17-18-25	336,12	67,22	120	0,01	0,004	11,62	3,43	12,76
ТП-1-26-27	234,06	46,81	85	0,04	0,01	14,72	5,43	16,16
ТП1-14-15-16	317,43	63,50	95	0,03	0,01	24,26	4,69	26,63
ТП-1-68-19-82	252,32	79,90	240	0,05	0,03	26,46	12,79	29,05
ТП-1-20-21-22	310,20	62,04	95	0,04	0,01	31,06	6,01	34,11
ТП1-23-24	250,80	50,16	240	0,01	0,01	5,85	2,83	6,42

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП2-12-13-67	283,27	126,7	95	0,04	0,01	29,42	5,69	32,30
ТП2-10-11	167,67	33,53	95	0,03	0,01	6,77	1,31	7,43
ТП2-7-8-9	317,52	63,50	95	0,01	0,004	10,18	3,00	11,18
ТП2-1-2-3-6	419,58	83,92	150	0,02	0,01	23,88	7,05	26,22
ТП2-4-5	167,67	33,53	95	0,05	0,01	9,72	1,41	10,67
ТП3-73-81	156,94	106,6 0	70	0,10	0,01	25,72	3,74	28,24
ТП3-41-42-43	191,70	56,45	70	0,12	0,02	32,70	4,75	35,91
ТП4-74	177,16	132,8 7	185	0,01	0,01	4,93	1,82	5,42
ТП4-75-47	201,12	45,74	150	0,03	0,01	7,83	2,89	8,60
ТП4-48-49	191,52	38,30	120	0,04	0,01	9,98	2,49	10,96
ТП4-51-50-40	282,24	56,45	240	0,04	0,02	24,10	11,65	26,47
ТП5-44-45-46	282,24	56,45	240	0,03	0,01	15,64	7,56	17,17
ТП5-30-31-35	372,96	74,59	120	0,03	0,01	31,41	7,85	34,49
ТП5-29	100,80	20,16	35	0,10	0,01	7,17	0,55	7,87

Продолжение таблицы 7

1	2	4	5	6	7	8	9	10
ТП6-38-37-36	282,24	56,45	185	0,02	0,01	13,72	6,63	15,06
ТП6-39-34-33-32	372,96	74,59	120	0,03	0,01	29,87	7,47	32,80
ТП7-56-57	164,52	32,90	95	0,05	0,01	8,78	1,27	9,64
ТП7-52-53-54-55	282,24	74,59	95	0,03	0,01	18,09	6,67	19,86
ТП7-59-59-60	282,24	56,45	185	0,04	0,01	22,71	8,38	24,94

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_p^2 R + Q_p^2 R)}{U^2}, \quad (24)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_p^2 X + Q_p^2 X)}{U^2}, \quad (25)$$

где P_p, Q_p - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

X, R - реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Расчет потерь проведен для ТП1:

$$\Delta P = \frac{(1535,99^2 \cdot 1,02 + 336,53 \cdot 1,02)}{0,4^2} = 17,47 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{(1535,99^2 \cdot 5,40 + 336,53 \cdot 5,40)}{0,4^2} = 113,09 \text{ квар}.$$

Результат расчета приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P,TP}$, кВт	$Q_{P,TP}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	1535,99	336,54	1000	17,47	113,09
ТП2	1220,13	308,37	1000	11,22	59,41
ТП3	321,56	152,59	250	4,35	15,18
ТП4	768,62	247,37	630	8,62	38,47
ТП5	681,15	136,64	630	6,38	28,48
ТП6	588,28	118,91	400	8,66	16,95
ТП7	658,233	149,148	630	6,08	26,88

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем лучевые схемы.

6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

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

В данном проекте используется четвертый типы сетей.

6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P, \quad (26)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q. \quad (27)$$

Пример расчета приведен для трансформаторной подстанции ТП1

$$P_{ТП.ВН} = 1553,99 + 17,47 = 1553,47 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП.ВН} = 336,54 + 113,09 = 449,63 \text{ квар}.$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП1	1535,997	336,537	17,47	113,09	1553,47	449,63
ТП2	1220,13	308,367	11,22	59,41	1231,35	367,78
ТП3	321,561	152,586	4,35	15,18	325,91	167,77
ТП4	768,627	247,374	8,62	38,47	777,25	285,84
ТП5	681,147	136,638	6,38	28,48	687,53	165,12
ТП6	588,2778	118,908	8,66	16,95	596,94	135,86
ТП7	658,233	149,148	6,08	26,88	664,31	176,03

6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по справочнику [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}, \quad (28)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (29)$$

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

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (1553,47 + 1231,35 + 325,91 + 777,25 + 687,53 + 596,94 + 664,31) = 4085,73 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (449,63 + 367,78 + 167,77 + 285,84 + 165,12 + 135,86 + 176,03) = 1223,61 \text{ квар};$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{4085,73^2 + 1223,61^2} = 4265,02 \text{ кВА}.$$

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

6.4.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ микрорайона Т аежный

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле

$$I_{\text{расч. max}} = \frac{S_{\text{р.л. max}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (30)$$

где $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (31)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [4]), А;

Следует помнить, что для кабелей АСБл длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (32)$$

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

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

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 источнику [4];

K_3 – поправочные коэффициенты на токи для кабелей принимается по ПУЭ 1,13

В курсовом проекте к установке принимаем кабель АСБл с бумажной изоляцией для передачи распределения электрической энергии.

Определим сечение кабеля для линии РП-ТП1:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{\sqrt{2756,13^2 + 644,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 163,42 \text{ А},$$

К установке выбираем два кабеля марки АСБл сечением 150мм².

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$260,39 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 192 = 282,05.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P_{ij} кВт	Q_{ij} квар	$I_{расч}$ А	$I_{доп}$ А	$I_{дл.доп}$ А	F, мм ²	Марка
РП-ТП2	0,17	2756,13	644,9	163,42	192	282,05	95	АСБл (3х95)
ТП1-ТП2	0,37	1220,13	308,37	72,66	110	161,59	35	АСБл (3х35)
РП-ТП3	0,11	3017,85	804,65	180,32	192	282,05	95	АСБл (3х95)
ТП3-ТП5	0,58	681,15	136,64	40,11	110	161,59	35	АСБл (3х35)
ТП3-ТП4	0,57	2015,14	515,43	120,09	134	196,85	50	АСБл (3х50)
ТП4-ТП6	0,34	1246,51	268,06	73,61	110	161,59	35	АСБл (3х35)
ТП6-ТП7	0,39	658,233	149,148	38,97	110,00	161,59	35	АСБл (3х35)

6.4.2 Выбор сечения провода линии 10 кВ между РП и центром питания

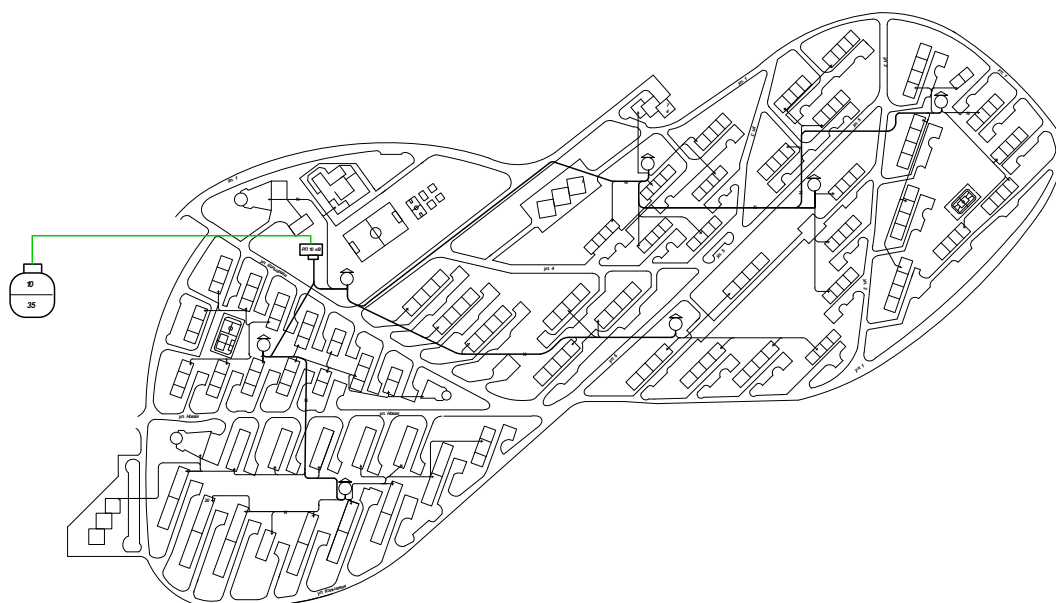


Рисунок 3 – линия 10 кВ, соединяющая ЦП с РП

Необходимо выбрать сечение линии, соединяющую центр питания ПС «Шахтаум» с распределительным пунктом.

Определим максимальный расчетный ток протекающий по линии ЦП-РП:

$$I_{расч.маx} = \frac{\sqrt{5773,97^2 + 1449,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 343,74$$

Выбираем СИП 3 сечение 150 мм², с допустимым током не более 380 А.

Определим длительно допустимый ток

$$343,74 \leq 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,13 \cdot 380 = 454,46$$

Данный провод удовлетворяет условия проверки

6.5 Расчет электрических нагрузок на шинах РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P _{ij} кВт	Q _{ij} квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
РП-ТП2	0,17	2756,13	644,90	4,23	1,13
ТП1-ТП2	0,37	1220,13	308,37	4,92	0,56
РП-ТП3	0,11	3017,85	804,65	3,32	0,89
ТП3-ТП5	0,58	681,15	136,64	2,34	0,26
ТП3-ТП4	0,57	2015,14	515,43	14,52	2,22
ТП4-ТП6	0,34	1246,51	268,06	4,70	0,53
ТП6-ТП7	0,39	658,23	149,15	1,48	0,17

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i, \quad (33)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i, \quad (34)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (4,23 + 4,92 + 3,32 + 2,34 + 14,52 + 4,7 + 1,48) = 35,51 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (1,13 + 0,56 + 0,89 + 0,26 + 2,22 + 0,53 + 0,17) = 5,76 \text{ кВар}.$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (35)$$

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

$$P_{РП.10} = 4085,73 + 35,51 = 4121,24 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП.10} = 1223,61 + 5,76 = 1229,37 \text{ кВар}.$$

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

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

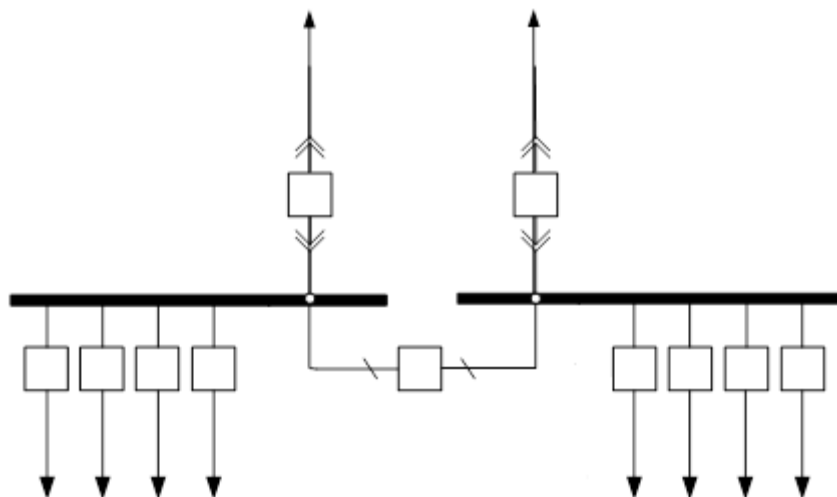


Рисунок 4 – Электрическая схема распределительной подстанции

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

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [2].

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (37)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2}. \quad (38)$$

Сопротивление системы находится:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (39)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (40)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 5.

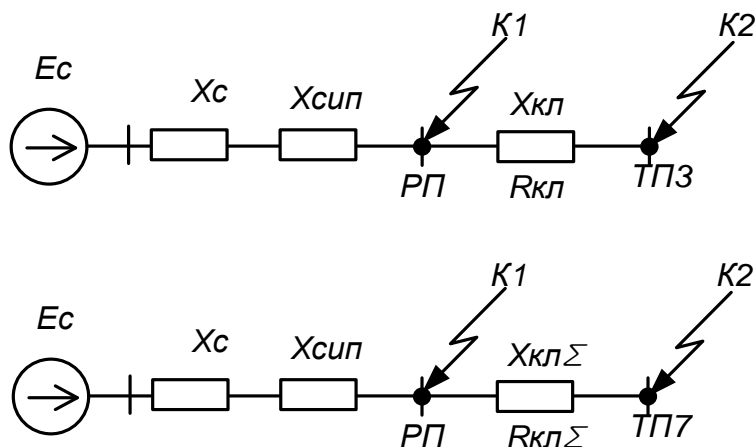


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, то есть на шинах РП:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,9} = 2,77 \text{ Ом},$$

$$Z_{\kappa 1} = \sqrt{(2,77 + 1,164)^2 + 1,772^2} = 4,15 \text{ Ом},$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,15} = 1,46 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,46 = 1,26 \text{ кА},$$

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 $K_{уд}$ в точке К1 равно 1,8:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,41 = 3,81 \text{ кА.}$$

Так же произведен расчет для точек К2 (шины ТП №3) и К3(шиныТП№7).

Результаты остальных расчетов сведу в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	1,46	1,26	1,8	3,81
К2	1,46	1,26	1,4	2,82
К3	1,35	1,17	1,4	2,61

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

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

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (41)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z = \sqrt{(r_{mp} + r_{ав} + r_{контав} + r_{шкттн} + r_{неп})^2 + (x_c + x_{ав} + x_{mp} + x_{шкттн})^2}, \quad (42)$$

где $r_{ав}, x_{ав}$ – активное и индуктивное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{контав}$ - сопротивление контактов автоматического выключателя (0,15 мОм);

$r_{иктп}$ - активное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,01 мОм);

$x_{иктп}$ - реактивное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,06 мОм)

$r_{пер}$ - переходное сопротивление дуги, 15 мОм.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{Z_\Sigma}, \quad (43)$$

где Z_Σ - полное сопротивление однофазному току короткого замыкания:

$$Z_\Sigma = \sqrt{(r_{nn} + r_{он} + r_{nn})^2 + (x_{nn} + x_{он} + x_{nn})^2}, \quad (44)$$

где $r_{nn}, r_{он}, r_{nn}$ - активное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности;

Для примера произведем расчет для ТП1, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 5.

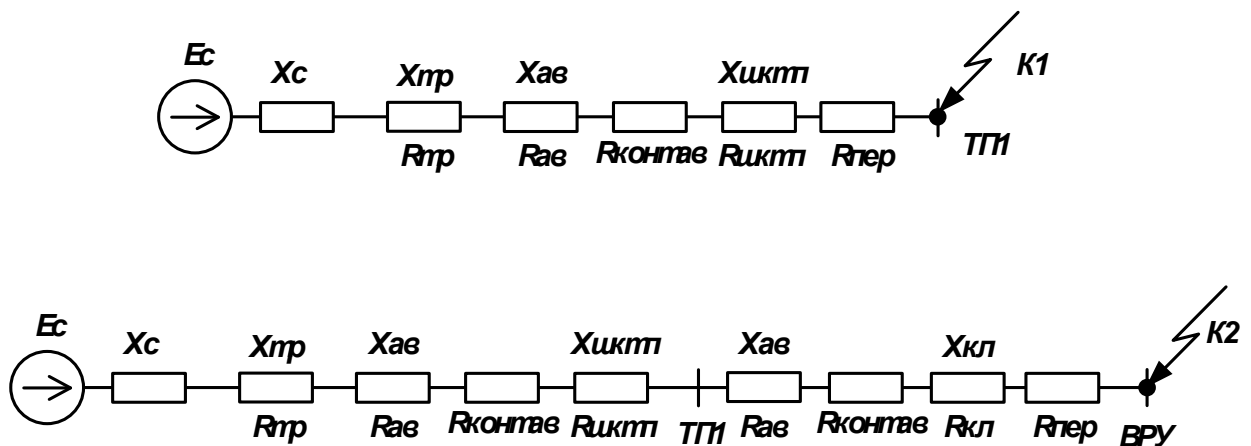


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Расчет трехфазного и однофазного КЗ в точке К1:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,46} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 6 \text{ мОм.}$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{(r_{\text{тр}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{контав}} + r_{\text{шкстп}} + r_{\text{пер}})^2 + (x_c + x_{\text{ав}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{шкстп}})^2}, \quad (45)$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{(1,02 + 0,13 + 0,15 + 0,01 + 15)^2 + (6 + 0,07 + 5,4 + 0,06)^2} = 19,97 \text{ мОм;}$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,97} = 11,56 \text{ кА;}$$

$$z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{ав}} + 3 \cdot r_{\text{контав}} + (2 \cdot r_{\text{шкстп}} + 10 \cdot r_{\text{шкстп}}) + 3 \cdot r_{\text{пер}})^2 + (2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{\text{ав}} + 3 \cdot x_{\text{тр}} + (2 \cdot x_{\text{шкстп}} + 8,5 \cdot x_{\text{шкстп}}))^2}; \quad (46)$$

$$z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 1,02 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 15)^2 + (2 \cdot 6 + 3 \cdot 0,07 + 3 \cdot 5,4 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06))^2} = 56,98 \text{ мОм;}$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{56,98} = 12,16 \text{ кА;}$$

Расчет трехфазного и однофазного КЗ в точке К2:

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{(r_{\text{тр}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{контав}} + r_{\text{шкстп}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{контав}} + r_{\text{кл}} + r_{\text{пер}})^2 + (x_c + x_{\text{ав}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{шкстп}} + x_{\text{ав}} + x_{\text{кл}})^2}; \quad (47)$$

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{(1,02 + 0,13 + 0,15 + 0,01 + 0,13 + 0,15 + 2,5 + 20)^2 + (6 + 0,07 + 5,4 + 0,06 + 0,07 + 1,22)^2} = 26,39 \text{ МОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 26,39} = 8,75 \text{ кА};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\frac{(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{контав} + (2 \cdot r_{шкмпн} + 10 \cdot r_{шкмпн})) + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{контав} + (2 \cdot r_{кл} + 10 \cdot r_{кл}) + 3 \cdot r_{пер})^2}{+(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{mp} + (2 \cdot x_{шкмпн} + 8,5 \cdot x_{шкмпн})) + 3 \cdot x_{ав} + (2 \cdot x_{кл} + 4,6 \cdot x_{кл})^2}}; \quad (48)$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\frac{(3 \cdot 1,02 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01)) + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 2,5 + 10 \cdot 2,5) + 3 \cdot 20)^2}{+(2 \cdot 6 + 3 \cdot 0,07 + 3 \cdot 5,4 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06)) + 3 \cdot 0,07 + (2 \cdot 1,22 + 4,6 \cdot 1,22))^2}} = 98,97 \text{ МОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{98,97} = 7 \text{ А}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

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

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
1	2	3
К1	11,56	12,16

Продолжение 13

1	2	3
К3	11,56	12,16
К5	7,40	7,74
К7	10,22	10,75
К9	10,22	10,75
К11	9,13	9,57
К13	10,17	10,70

K2	8,75	7
K4	8,31	5,92
K6	3,13	1,10
K8	7,72	5,42
K10	7,93	5,74
K12	7,29	5,33
K14	4,66	1,87

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [1].

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot [T_a + t_{отк}], \quad (49)$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в.},$$

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

$t_{отк.в.}$ - время отключения выключателя.

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

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

где C_m - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей, $90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$.

Для примера произведем расчет для проверки кабеля на участке РП-ТПЗ

$$B_k = 1,46^2 \cdot [0,5 + 0,07 + 0,01] = 1,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{1,24}}{90} = 0,39 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение 120 мм^2 $>0,39 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $7,19 \text{ мм}^2$.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 5. отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

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

Таблица 14 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
РП-ТП2	0,31	0,083	0,17	4,23	0,15
ТП1-ТП2	0,84	0,095	0,37	4,92	0,39
РП-ТП3	0,31	0,083	0,11	3,32	0,11
ТП3-ТП5	0,84	0,095	0,58	2,34	0,34
ТП3-ТП4	0,59	0,09	0,57	14,52	0,70
ТП4-ТП6	0,84	0,095	0,34	4,70	0,37
ТП6-ТП7	0,84	0,095	0,39	1,48	0,22

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП

11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

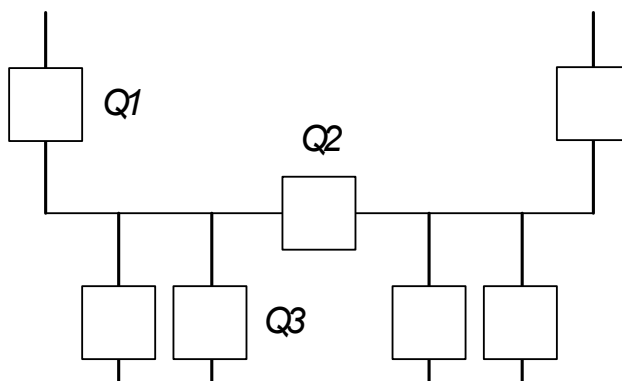


Рисунок 6 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, остальные выключатели отходящих присоединение выбираем аналогично.

Определим значение максимального рабочего тока протекающего через выключатель Q3 (участок РП-ТПН№1-ТПН№2):

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (51)$$

$$I_{ном3} = \frac{2830,57}{\sqrt{3} \cdot 10} = 163,42 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам[1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (52)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} . \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} . \quad (54)$$

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

$$1,46 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{нок1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (55)$$

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

$$B_K = 1,46^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 1,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (56)$$

$$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k \leq B_{К.в}$$

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

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл}, \quad (57)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40 \%$;
 $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения.

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,46 = 2,06 \text{ кА}.$$

Сопоставление 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	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 163,42 \text{ А}$	$I_{ном} = 163,42 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 3,81 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 1,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 1,46 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 1,46 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 2,06 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

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

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (58)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (59)$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 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:

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

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

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

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов.

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

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{проб}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = 0,064 \text{ Ом,}$$

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,070 + 0,064 + 0,01 = 0,14$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k = 1,46^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 1,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 163,42 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_2 = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 1,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{Kp}$
$i_{y\delta} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (62)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					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	3	21,6
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	6	40,6

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 40,6 \text{ ВА.}$$

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

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. 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
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 40,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный [1].

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (63)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{5953,75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 343,74 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДО сечением $q = 3 \hat{n} 20=60 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 365 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{\text{п.о.}} = 1,46 \text{ кА}; \quad i_{\text{уд}} = 3,81 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = 1,46^2 \cdot (1,57 + 0,06) = 3,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} \quad (64)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{3,47 \cdot 10^3}}{90} = 0,65 \text{ мм}^2.$$

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

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

$$0,65 \text{ мм}^2 < 60 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (65)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12};$$

q – поперечное сечение шины, см^2 .

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

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,2}{0,6}} = 69,44 \text{ Гц.}$$

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

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (66)$$

где $a = 0,8$ м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{3810^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 8,38 \text{ Н / м.}$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (67)$$

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

$$M = \frac{8,38 \cdot 1,2^2}{10} = 1,21 \text{ Н / м.}$$

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}. \quad (68)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (69)$$

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

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

$$\sigma_{расч} = \frac{1,21}{0,2} = 6,05 \text{ МПа}.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по ГОСТ 30323-95:

$$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$$

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
$I_{max} = 245,9,38\text{А}$	$I_{дл.доп} = 265 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 0,65 \text{ мм}^2$	$q = 62,5 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 6,05 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

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

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

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор,

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$

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

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (71)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6460^2 \cdot 1,2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 28,91 \text{ Н}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

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

Таблица 21 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 28,91 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12P производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ «Классика» серии D-12P комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

Ячейки КРУ «Классика» обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.6 Выбор и проверка предохранителей

11.6.1 Выбор и проверка предохранителей на стороне 0,4 кВ

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (72)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (73)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.

Таблица-22 – Выбор предохранителей

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вс.}$, А	Марка
1	2	3	4
ТП1-17-18-25	260,39	300	ПН2-400
ТП-1-26-27	362,66	400	ПН2-400
ТП1-14-15-16	245,92	300	ПН2-400
ТП-1-68-19-82	402,13	500	ПН2-600
ТП-1-20-21-22	240,32	250	ПН2-400
ТП1-23-24	388,60	400	ПН2-400
ТП-2-12-13-67	157,11	200	ПН2-400
ТП-2-10-11	259,79	300	ПН2-400
ТП-2-7-8-9	245,99	300	ПН2-400
ТП-2-1-2-3-6	325,055	400	ПН2-400

1	2	3	4
ТП-2-4-5	259,79	300	ПН2-400
ТП-3-73-81	204,69	250	ПН2-400
ТП-3-41-42-43	203,94	250	ПН2-400
ТП-4-74	336,46	400	ПН2-400
ТП-4-75-47	313,37	400	ПН2-400
ТП-48-49	296,75	300	ПН2-400
ТП-51-50-40	437,31	500	ПН2-600
ТП-5-44-45-46	437,31	500	ПН2-600
ТП-5-30-31-35-28	288,94	300	ПН2-400
ТП-5-29	156,18	200	ПН2-250
ТП-6-38-37-36	437,31	500	ПН2-600
ТП-6-39-34-33-32	288,94	300	ПН2-400
ТП-7-56-57	180,25	200	ПН2-400
ТП-52-53-54-55	313,63	400	ПН2-400
ТП-59-59-60	309,23	400	ПН2-400

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (74)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (75)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (76)$$

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

11.6.2 Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

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

Выбор предохранителей на стороне 10 кВ приведен в таблице 23

Таблица 23 – выбор предохранителей 10 кВ

Номер ТП	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{плвс}}$	Марка
ТП1	57,74	60	НПН-60М
ТП2	57,74	60	НПН-60М
ТП3	14,43	15	НПН-15
ТП4	36,37	40	НПН-60М
ТП5	36,37	40	НПН-60М
ТП6	23,09	25	НПН-60М
ТП7	36,37	40	НПН-60М

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматические выключатели по расчетному току [4]:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (77)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП1	1609,59	2269,61	2500	ВА75-45
ТП2	1285,10	1816,48	2500	ВА75-45
ТП3	366,56	513,74	600	ВА56-41
ТП4	828,14	1165,46	1600	ВА55-43
ТП5	707,08	1002,74	1600	ВА55-43
ТП6	612,20	866,28	1000	ВА55-43
ТП7	687,24	974,16	1000	ВА55-43

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

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 31,5 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

11.8 выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд (ТСН) – это силовой понижающий трансформатор для питания электроприемников собственных нужд распределительного пункта. Наиболее ответственными потребителями

собственных нужд распределительных пунктов являются оперативные цепи, системы связи, телемеханика освещение, электроотопление помещения.

К приемникам РП подстанций относятся:

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]:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (78)$$

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

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma 1} = 0,3 \cdot 5 + 0,5 \cdot 5 = 4 \text{ кВА.}$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma 2} = 0,6 \cdot 10 + 0,8 \cdot 10 = 14 \text{ кВА.}$$

Суммарная мощность от двух групп:

$$S_{\Sigma 1,2} = 4 + 14 = 18 \text{ кВА.}$$

Определим мощность ТСН

$$S_m = \frac{S_{\Sigma^{1,2}}}{K_3 \cdot Nm}, \quad (79)$$

$$S_m = \frac{18}{0,75 \cdot 2} = 12 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор типа ТСЗ-25/10/0,4 УЗ

11.9 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозových и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

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

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (80)$$

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

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

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (81)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке 7), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

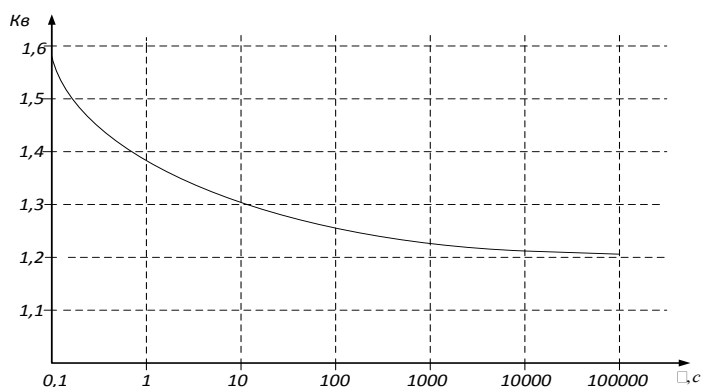


Рисунок 7 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

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

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

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (82)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} + \frac{Z_B}{b \omega L_{II}} \quad (83)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

b – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{осм}$, 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:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (84)$$

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

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \Psi_{U_{ост}} \Psi_T \Psi_n, \quad (85)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

В данном проекте ОПН установлены на ошиновке трансформатора 10 кВ и в КРУ 10 кВ .

Произведем выбор ОПН:

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию

(83):

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

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

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ.}$$

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

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

Таблица 26 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1
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 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно Правилам устройств электроустановок на отходящих линиях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которых выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, реагирующие на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

12.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

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

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (86)$$

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

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

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6.$$

Покажем расчёт уставок токовой отсечки на примере участка РП-ТП№3-ТП№4-ТП№6-ТП№7

Ток срабатывания ТО:

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 1,35 = 1,42 \text{ кА.}$$

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

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (87)$$

где $I_{бр.нам}$ - броски тока намагничивания:

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (88)$$

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

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{3820}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,84 \text{ кА,}$$

$$1,42 \geq 0,84.$$

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

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

$$k_{\text{чТО}}^{(2)} = \frac{1,26}{1,42} = 0,89 \leq 1,2$$

Так как коэффициент чувствительности оказался меньше 1,2 то необходимо проверить, сколько процентов линии будет защищать данная токовая отсечка. Для этого построим график спадания токов трехфазного КЗ с линией тока срабатывания отсечки:

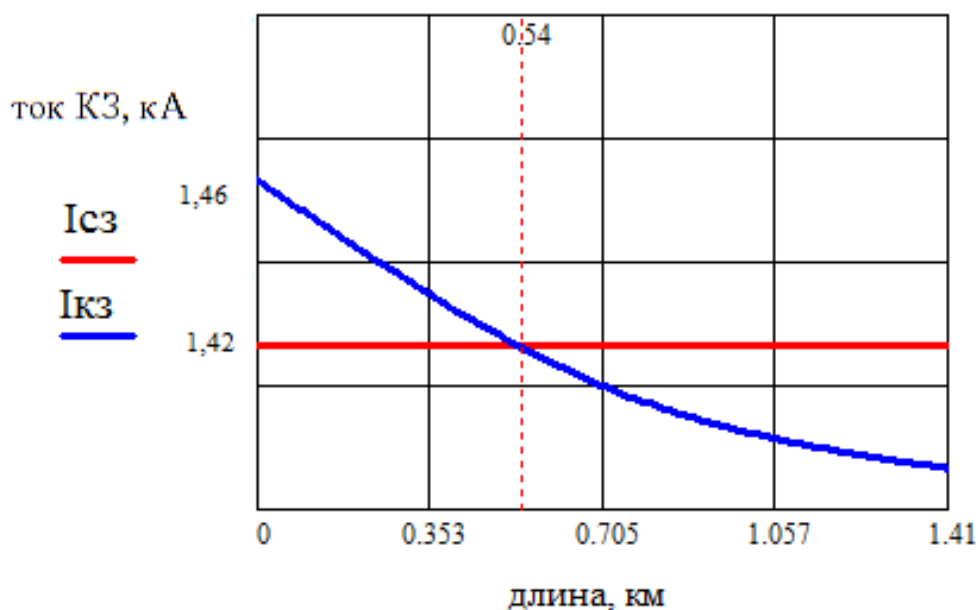


Рисунок 8 – график спадания токов трехфазного короткого замыкания

Из графика видно, что токовая отсечка защищает 38% от всей длины линии, что больше допустимой минимальной длины (20% от длины линии). Значит, данную защиту мы можем принять к установке.

Расчет токовой отсечки на остальных отходящих линиях аналогичен и праведен в таблицу 27

Таблица 27 – расчет уставок токовой отсечки.

Номер участка	$I^{(3)}_{по}$, кА	$I_{сз}$, кА	$I_{бр.нам}$	$I^{(2)}_{max}$	Кч	Длина защищаемой линии, %
РП-ТПП№3-ТПП№4-ТПП№6-ТПП№7	1,35	1,42	0,84	1,26	0,89	38
РП-ТПП№1-ТПП№2	1,36	1,43	0,88	1,26	0,88	25

12.1.2 Расчёт уставки МТЗ

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП-ТПП№3-ТПП№4-ТПП№6-ТПП№7

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

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.маx}, \quad (89)$$

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

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

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

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

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 180,32 = 253,22 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{сх.}}}{k_{\text{Т}}} \cdot I_{\text{с.з.}}, \quad (90)$$

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

$k_{\text{Т}}$ –коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{\text{ном.}} = 200 \text{ А}$:

$$k_{\text{Т}} = \frac{200}{5} = 40,$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3}}{40} \cdot 253,22 = 10,96 \text{ А}.$$

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

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} \geq 1,5; \quad (91)$$

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

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

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{1170}{253,22} = 4,62 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

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

$$t_{\text{с.з.}} = t_1 + \Delta t, \quad (93)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt для «Сириус-2-Л» принимается $\approx 0,5$.

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

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

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

$$I_{\text{с.з.}} \geq I_{\text{пл}}, \quad (94)$$

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

Для времени $t_{\text{с.з.}} = 1,3$ с: $I_{\text{пл}} = 220$ А.

$$253,22 \geq 220 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Сириус-2-Л» удовлетворяет условию селективности.

Расчет уставок максимальной токовой защиты приведен в таблице 28

Таблица 28 – расчет уставок МТЗ

Участок	$I_{pmax}, \text{А}$	$I_{сз}, \text{А}$	$I_{ср}, \text{А}$	Кч	$I_{пл}, \text{А}$	Уставка тока, А
РП-ТП№3-ТП№4-ТП№6-ТП№7	180,32	253,22	10,96	4,62	220	20
РП-ТП№1-ТП№2	163,42	229,48	6,6	5,05	220	10

12.1.3 Расчет уставки защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначена для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках.

Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их

отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Ток срабатывания защиты на примере:

$$I_{с.з.}^{033} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (95)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен 1,1;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right), \quad (96)$$

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

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

На участке РП-ТПП№3-ТПП№4-ТПП№6-ТПП№7:

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,4}{10} \right) = 1,75 \text{ А},$$

$$I_{с.з.}^{033} = 1,1 \cdot 1,75 = 1,9 \text{ А}.$$

РП-ТПП№1-ТПП№2:

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 0,54}{10} \right) = 0,68 \text{ А};$$

$$I_{с.з.}^{033} = 1,1 \cdot 0,68 = 0,75 \text{ А}.$$

По данным расчетом видим, что ОЗЗ можно принять на отходящих линиях.

12.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

12.2.1 Расчет уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (86)

$$I_{с.то} = 1,05 \cdot 1,46 = 1,53 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующей формуле:

$$k_{ч.то}^{(2)} = \frac{2,51}{1,53} = 1,6 \geq 1,2.$$

12.2.2 Расчет уставки МТЗ

Определим ток срабатывания защиты [1]:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot (180,32 + 163,42) = 482,69 \text{ А.}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.} = 500 \text{ А}$:

$$k_T = \frac{500}{5} = 100,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{100} \cdot 482,69 = 8,36 \text{ А.}$$

Принимаем значение уставки равное 10 А.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.осн.}^{(2)} = \frac{1260}{482,69} = 2,61 > 1,5.$$

12.2.3 Расчет уставки защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по формуле:

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 4}{10} \right) = 5 \text{ A},$$

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ОЗЗ}} = 1,1 \cdot 5 = 5,5 \text{ A}.$$

12.3 Релейная защита секционного выключателя

12.3.1 Расчет уставки токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (86):

$$I_{\text{с.ТО}} = 1,05 \cdot 1,46 = 1,53 \text{ кА}.$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующей формуле :

$$k_{\text{ч.ТО}}^{(2)} = \frac{2,51}{1,53} = 1,6 \geq 1,2,$$

12.3.2 Расчет уставки МТЗ

Определим ток срабатывания защиты [1]:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot (180,32 + 163,42) = 482,69 \text{ A},$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{\text{ном.}} = 500 \text{ A}$:

$$k_{\text{т}} = \frac{500}{5} = 100,$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3}}{100} \cdot 482,69 = 8,36 \text{ А.}$$

Принимаем значение уставки равное 10 А.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{1260}{482,69} = 2,61 > 1,5.$$

12.4 Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

-АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.

-АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.

-Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.

-В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

12.5 Автоматический ввод резерва

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в

работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине.
- Обеспечивать однократность действия.
- Схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного.

- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

13 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

Надежность определяется, как «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки».

Надежность электроэнергетических систем - комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивость, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

В качестве основных показателей надежности используются следующие:

- время безотказной работы T_i и время восстановления τ_i , измеряемое в часах или годах;
- среднее время безотказной работы T и среднее время восстановления τ , ч или год;
- среднее значение параметра потока отказов ω и средняя интенсивность отказов λ , измеряемые в годах в минус первой степени (год^{-1});
- вероятность отказов $Q(t)$ и вероятность безотказной работы $P(t)$ в заданный промежуток времени: $Q(t) + P(t) = 1$;
- вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном (k_r – коэффициент готовности) или неработоспособном (q – коэффициент простоя) состоянии;
- условный недоотпуск энергии в течении года ΔW , средний ущерб U от нарушения функционирования.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Аналитический метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы как простой, так и сложной конфигурации. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей.

Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Данные для расчета:

Для расчета приводим схему РП:

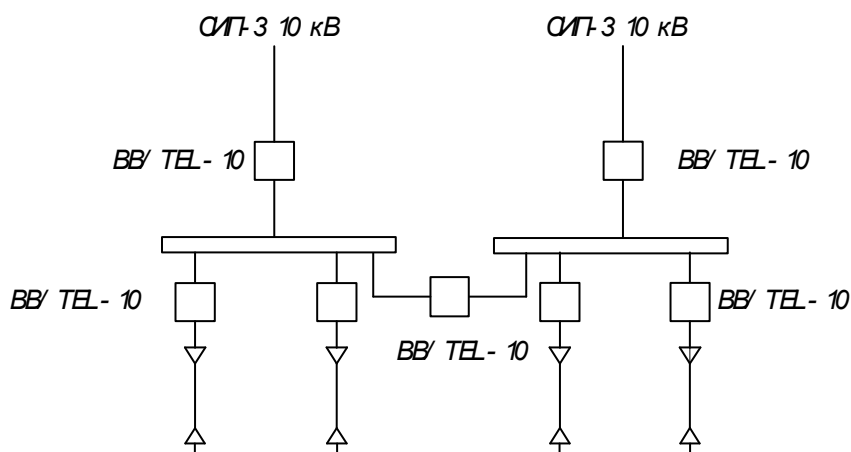


Рисунок 9 - Электрическая схема РП

Составляем схему замещения системы:

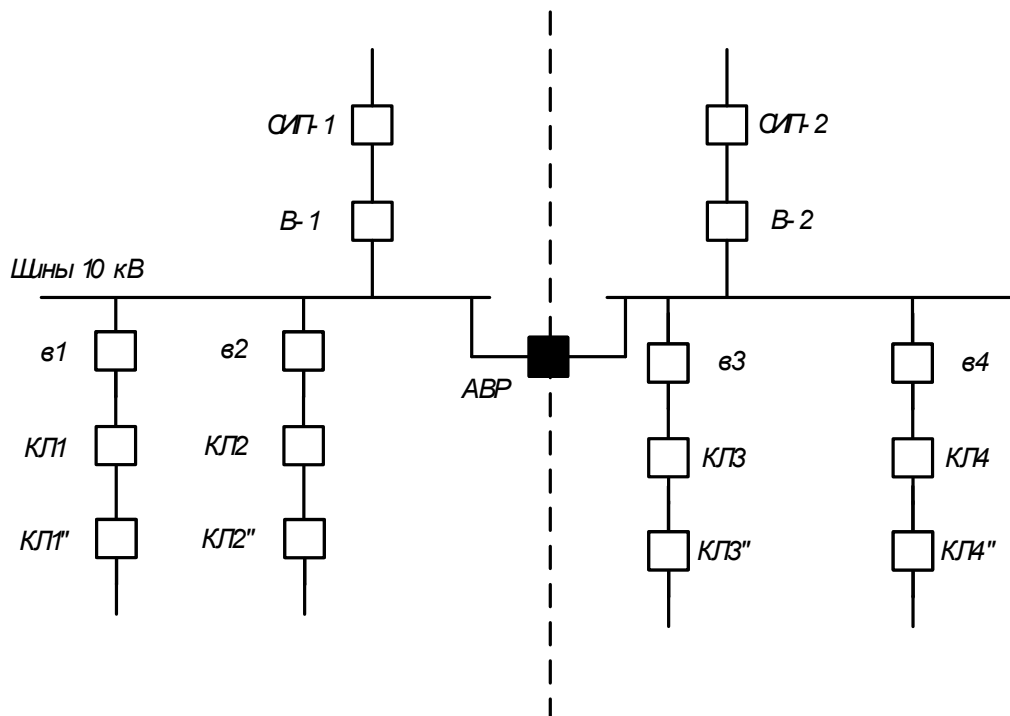


Рисунок 10 - Схема замещения рассматриваемой системы

После чего разрезаем схему «пополам», через АВР. Данная операция дает нам две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 9 и 10.

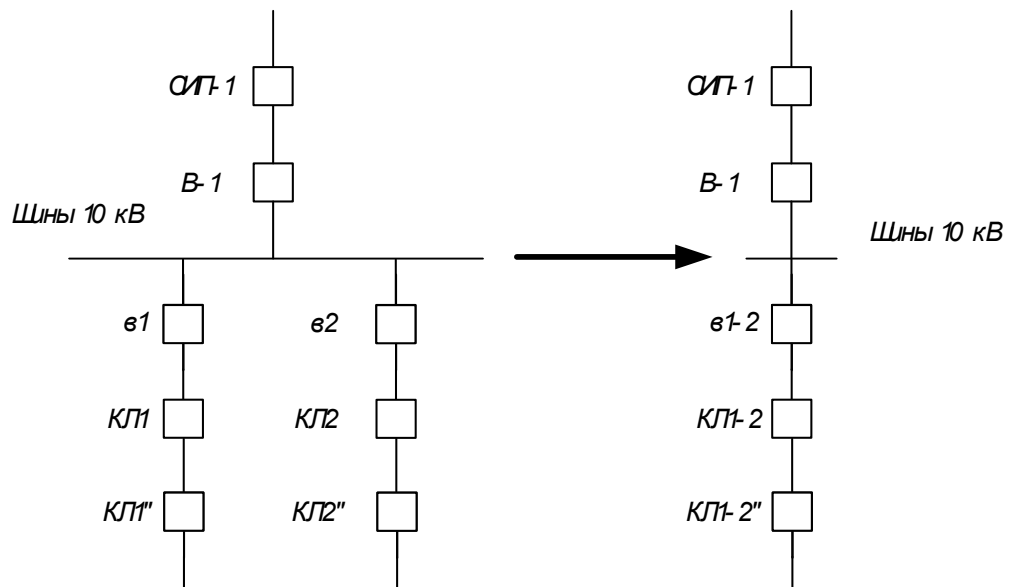


Рисунок 11 – Первая цепочка

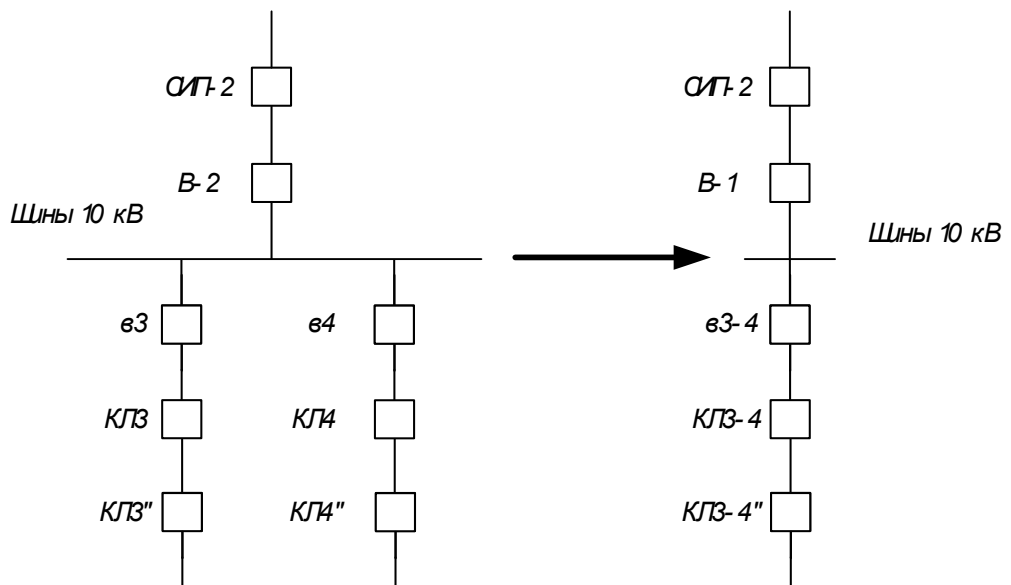


Рисунок 12 – Вторая цепочка

Далее определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента каждой цепочки.

Для линий электропередач при определении исходной информации необходимо учитывать устойчивое и неустойчивое короткое замыкание, т.е.:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст}, \quad (97)$$

$$\lambda_{НЕУСТ} = \alpha \cdot \lambda_{УСТ}, \quad (98)$$

где $\lambda_{УСТ}$ - средняя частота устойчивых отказов;

$\lambda_{НЕУСТ}$ - средняя частота неустойчивых отказов;

α - параметр для СИП 10 кВ принимаем равный 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{ВЫКЛ} + 2 \cdot \lambda_{РАЗ}, \quad (99)$$

где $\lambda_{ВЫКЛ}$ - параметр потокоотказа для выключателя;

$\lambda_{РАЗ}$ - параметр потокоотказа для разъединителя.

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,0029.$$

Определяем среднюю частоту устойчивых отказов кабельных линий, учитывая их длину.

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

Находим параметры потока отказов цепочек, учитывая их преднамеренные отключения по следующей формуле:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб}. \quad (100)$$

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{СИП-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_6 + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}, \quad (101)$$

где $\lambda_{пр.наиб}$ - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

$$\lambda_{c1} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0174 + \\ + 0,0174 + 1,2 \cdot 1 = 1,554 \text{ 1/год.}$$

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{СИП-2} + \lambda_{B-2} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{г} + \lambda_{КЛЗ} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛЗ''} + \lambda_{КЛ4''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}, \quad (102)$$

$$\lambda_{c2} = 0,1901 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0489 + \\ + 0,0489 + 0,0146 + 0,0146 + 1,2 \cdot 1 = 1,614 \text{ 1/год.}$$

Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_{ц} = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}. \quad (103)$$

Чтобы выразить t_B в годах, нужно разделить на количество часов в году, то есть.:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (104)$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{cun-1} \cdot t_{B.cun-1}^* + \lambda_{B-1} \cdot t_{B.B-1}^* + \lambda_{III} \cdot t_{B.III}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KJI1} \cdot t_{B.KJI1}^* +$$

$$+ \lambda_{KJI2} \cdot t_{B.KJI2}^* + \lambda_{KJI1''} \cdot t_{B.KJI1''}^* + \lambda_{KJI2''} \cdot t_{B.KJI2''}^*,$$

$$q_1 = 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} +$$

$$+ 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} = 6,32 \cdot 10^{-4}.$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{cun-2} \cdot t_{B.cun-2}^* + \lambda_{B-2} \cdot t_{B.B-2}^* + \lambda_{III} \cdot t_{B.III}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KJI3} \cdot t_{B.KJI3}^* +$$

$$+ \lambda_{KJI4} \cdot t_{B.KJI4}^* + \lambda_{KJI3''} \cdot t_{B.KJI3''}^* + \lambda_{KJI4''} \cdot t_{B.KJI4''}^*,$$

$$q_2 = 0,1901 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} +$$

$$+ 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} = 7,56 \cdot 10^{-4}.$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_{ci}}{\lambda_{ci} - \lambda_{np.BI}},$$

$$\bar{t}_{B1} = \frac{6,32 \cdot 10^{-4}}{1,554 - 1} \cdot 8760 = 9,99 \text{ ч},$$

$$\bar{t}_{B2} = \frac{7,56 \cdot 10^{-4}}{1,614 - 1} \cdot 8760 = 10,79 \text{ ч}.$$

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\lambda_C = \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{пр.наиб}) \cdot \lambda_{пр.наиб} \cdot t_{пр.наиб}}{8760} +$$

$$+ \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{пр.наиб}) \cdot \lambda_{пр.наиб} \cdot t_{пр.наиб}}{8760}, \quad (108)$$

где $t_{пр.наиб}$ - наибольшее время планового простоя, $t_{пр.наиб} = 10$ с.

$$\lambda_C = 1,554 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + \frac{(1,554 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} +$$

$$+ 1,614 \cdot 6,32 \cdot 10^{-4} + \frac{(1,614 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 3,53 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_C = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{при} \cdot \lambda_{пр} \cdot \bar{t}_{при} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi}, \quad (109)$$

где $K_{при}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{пр.наиб}}{t_B}}, \quad (110)$$

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{10}{9,99}} = 0,634,$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{10}{10,79}} = 0,606,$$

$$K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1, \quad (111)$$

$$K_{ПС} = 6,32 \cdot 10^{-4} \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + \\ + \frac{(0,634 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + 0,606 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 6,32 \cdot 10^{-4})}{8760} = 1,462 \cdot 10^{-6}.$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (112)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{3,53 \cdot 10^{-3}} = 283,29 \text{ лет.}$$

Найдем расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c, \quad (113)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 283,29 = 29,848 \text{ лет.}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c}, \quad (114)$$

$$t_{BC} = \frac{1,462 \cdot 10^{-6}}{3,53 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 3,628 \text{ ч.}$$

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}, \quad (115)$$

$$W_{нед} = 1,462 \cdot 10^{-6} \cdot 4,083 \cdot 8760 = 0,052 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР

Резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервирование замещением.

Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом устройства автоматического ввода резерв:

$$q_c(t) = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + \\ + q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2), \quad (116)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$ - то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$ - то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ - то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$, $q(A_1)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2)$, $q(A_2)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении [9].

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{ПС} = 1,462 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, то есть.:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{B10} \cdot t_{B.B10} + 2 \cdot \lambda_{P10} \cdot t_{B.P10}}{8760}, \quad (117)$$

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 3,652 \cdot 10^{-5}..$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1), \quad (118)$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 3,652 \cdot 10^{-5} = 0,99996.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 1,462 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

То есть, рассмотрим режим, при котором одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 12.

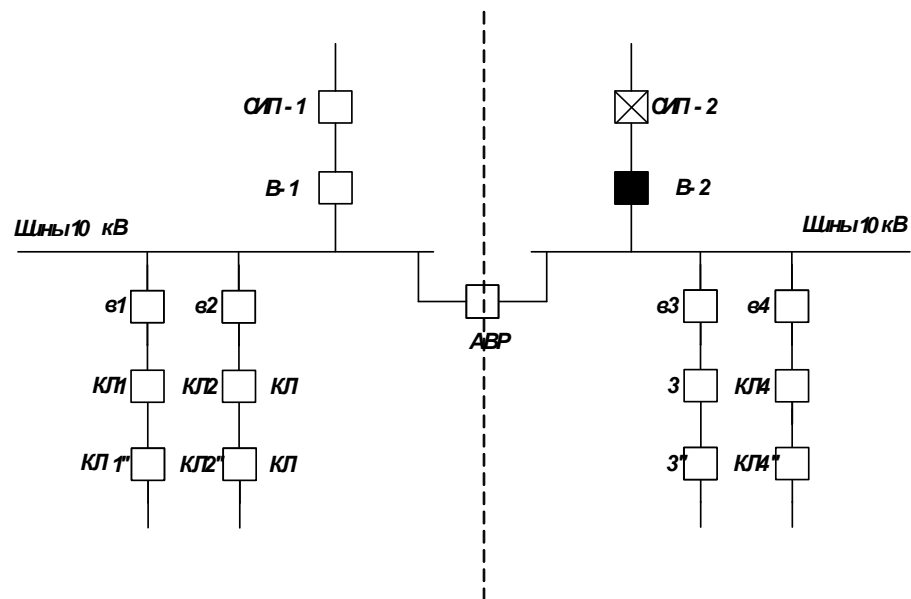


Рисунок 13 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

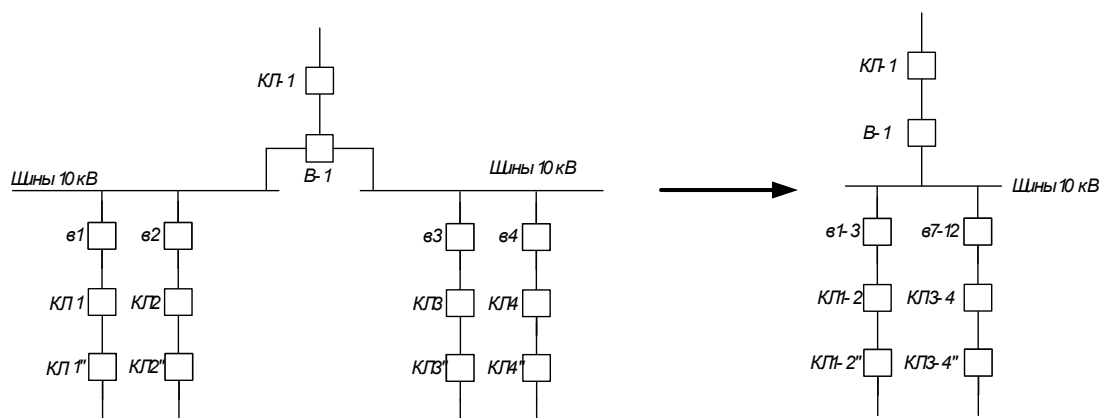


Рисунок 13 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\begin{aligned} \lambda_{сAB} = & \lambda_{сun-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{III} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KJI1} + \lambda_{KJI2} + \lambda_{KJI1''} + \\ & + \lambda_{KJI2''} + \lambda_{III} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KJI3} + \lambda_{KJI4} + \lambda_{KJI3''} + \lambda_{KJI4''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.naиб}, \end{aligned} \quad (119)$$

$$\begin{aligned} \lambda_{сAB} = & 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0174 + 0,0174 + \\ & + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,0146 + 0,0146 + 1,2 \cdot 1 = 1,769 \text{ 1/год.} \end{aligned}$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$\begin{aligned} q_{AB} = & \lambda_{сun-1} \cdot t_{B.сип-1}^* + \lambda_{B-1} \cdot t_{B.B-1}^* + \lambda_{III} \cdot t_{B.III}^* + 6 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KJI1} \cdot t_{B.KJI1} + \lambda_{KJI2} \cdot t_{B.KJI2}^* + \\ & + \lambda_{KJI1''} \cdot t_{B.KJI1''}^* + \lambda_{KJI2''} \cdot t_{B.KJI2''}^* + \lambda_{III} \cdot t_{B.III}^* + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KJI3} \cdot t_{B.KJI3}^* + \lambda_{KJI4} \cdot t_{B.KJI4} + \\ & + \lambda_{KJI3''} \cdot t_{B.KJI3''}^* + \lambda_{KJI4''} \cdot t_{B.KJI4''}^*, \end{aligned} \quad (120)$$

$$\begin{aligned} q_{AB} = & 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\ & + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + \\ & + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + \\ & + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} = 1,035 \cdot 10^{-3}. \end{aligned}$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$t_{B.AB} = \frac{1,035 \cdot 10^{-3}}{1,769 - 1} \cdot 8760 = 11,79 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB}, \quad (121)$$

$$\lambda_c = 1,769 \text{ 1/год.}$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = q_{AB} = 1,035 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{1,769} = 0,565 \text{ лет.}$$

Определим расчетное время безотказной работы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,565 = 0,0595 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{П.С.}}{\lambda_c} = \frac{1,035 \cdot 10^{-3}}{1,769} \cdot 8760 = 5,125 \text{ ч.}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нео} = 1,035 \cdot 10^{-3} \cdot 4,083 \cdot 8760 = 37,02 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 28.

Таблица 29 - Результаты расчета надежности РП

Показатель	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$3,53 \cdot 10^{-3}$	1,769
Средняя вероятность состояния отказа системы	$1,462 \cdot 10^{-6}$	$1,035 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	283,29	0,565
Рабочее время безотказной работы, лет	29,848	0,0595
Время восстановления системы, ч	3,628	5,125
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,052	37,02

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 28, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов. В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта, что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

14 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дугвых замыканиях ограничить перенапряжение до значений $2,5 - 2,6 U_{\phi}$ при степени расстройки 0-5 %;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (122)$$

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

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

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,3}{10} \right) = 1,63 \text{ A.}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

15 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

15.1 Расчет заземления центра питания пс «Шахтаум»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называют сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует

производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с

примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_r горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Произведем расчет заземления подстанции «Шахтаум».

Определяем площадь используемую под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра /13/:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (123)$$

где A - ширина территории подстанции (42 м);

B - длина территории подстанции (46 м).

$$S = (42 + 2 \cdot 1,5) \cdot (46 + 2 \cdot 1,5) = 2205 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (124)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (125)$$

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

$t_{P.З}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

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

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{1200^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 6,8 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (126)$$

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

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (127)$$

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

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

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,38 \cdot (12 + 1,38) = 58,19 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{T.C}, \quad (128)$$

$$F_{\phi} = 58,19 + 6,8 = 64,99 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение меньше сечения определенного по механической прочности.

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

$$L_r = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} \cdot (A+2 \cdot 1,5), \quad (129)$$

где $l_{п-п}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_r = \frac{(42+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (46+2 \cdot 1,5) + \frac{(46+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (42+2 \cdot 1,5) = 735 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(42+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(46+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (130)$$

$$m = \frac{735}{2 \cdot \sqrt{2205}} - 1 = 7 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (131)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2205}}{7} = 6,71 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (132)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2205} \cdot (7+1) = 751,32 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (131)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м).

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2205}}{12} = 15,65.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 16.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Так как место, где расположена подстанция, грунты такие: глинистый гравий и вечномёрзлый грунт с талым слоем у поверхности в летний сезон

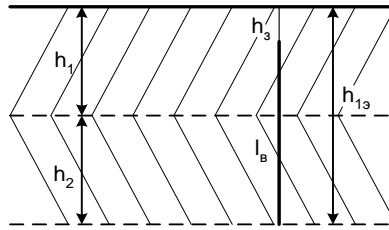


Рисунок 14 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1э} = \frac{h_{1э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (133)$$

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

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м).

$$\rho_{1э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{1000}} = 810,43 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (134)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м):

$$\rho_{2э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (135)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{1000}} = 184,83 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1,$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{810,43}{184,83} = 4,38.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$ [10], откуда

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 146,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (136)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 30,46 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (137)$$

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

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 45,94} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 45,94}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 7,62 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (138)$$

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

$$R_{\text{СТ}} = \frac{30,46 \cdot 7,62}{0,75 \cdot (16 \cdot 9,8 + 16 \cdot 35,2)} = 0,5 \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{И}} = \frac{\alpha_{\text{И}} \cdot R_{\text{ЭВ0}}}{n \cdot \eta}, \quad (139)$$

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

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

$$R_{\text{ИВ}} = \frac{30,46 \cdot 1}{16 \cdot 0,75} = 2,538 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{И}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\text{Г}}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (140)$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии ($I_{\text{М}} = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

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

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{L_r}{0,1} - 0,31). \quad (141)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{45,94}{r} - 0,31) = 1,16 \text{ мкГн/м},$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,16 \cdot 45,94}{3 \cdot 2 \cdot 7,62} = 2,17,$$

$$R_{IIГ} = \frac{7,62 \cdot 2,17}{16 \cdot 0,75} = 1,38 \text{ Ом}.$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})}, \quad (142)$$

$$R_{II} = \frac{1,38 \cdot 2,54}{0,75 \cdot (16 \cdot 38 + 16 \cdot 2,54)} = 0,074 \text{ Ом}.$$

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

15.2 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных

типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б – 95 % и выше.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы..

Для защиты подстанции «Шахтаум» от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 2 отдельно стоящих молниеотвода высотой 24,5 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) [10]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (143)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (144)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{ЭФ1}} = h_{\text{ЭФ2}} = 0,85 \cdot 24,5 = 20,83 \text{ м,}$$

$$r_{01} = r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 24,5) \cdot 24,5 = 25,75 \text{ м.}$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (145)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (портал 7,85 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = 25,75 \cdot \left(1 - \frac{7}{20,83} \right) = 16,04 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_{CF}} \right), \quad (146)$$

Где h_{CF}, r_{C0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты.

Определяются по формулам:

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (147)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $h < L_{M-M} \leq 2h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{c0} = r_0, \quad (148)$$

$$h_{CT} = 20,83 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,5) \cdot (31,08 - 24,5) = 19,66 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 25,75 \text{ м},$$

$$r_{ci} = 25,75 \cdot \left(\frac{19,66 - 7,85}{19,66} \right) = 15,48 \text{ м}.$$

То есть, была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

Построение зоны действия молниеотводов приведено в графической части работы «Заземление и молниезащита ПС «Шахтаум».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

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.

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 выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98:1998 – 86 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения :Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 5.Шабад, М.А Защита трансформаторов 10 кВ/ М.А. Шабад – 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. Таджибаев – Санкт-Петербург Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
- 7 Правила электроустановок (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 . РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, 1999.-353 с.
- 11 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.

12 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям./А.Б. Булгаков– Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014– 100 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Организационно – экономическая часть

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данной выпускной квалификационной работы является расчет эффективности инвестиций в электрическую сети 0,4 и 10 кВ.

А.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (A.1)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{РП}$ – капиталовложения на сооружение ТП и РП, тыс. руб.

А.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 0,4 кВ определяются по формуле:

$$K_{КЛ0,4} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цен}, \text{ тыс. руб.}, \quad (A.2)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [11];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ - коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$) [11];

$n_{цеп}$ - количество цепей в линии.

Расчет показан на примере участка линии 0,4 кВ от ТП1-17-19-25:

$$K_{КЛ} = 701,6 \cdot 0,1 \cdot 1,2 \cdot 2 = 168,4 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты капиталовложений на остальные участки линий сети 0,4 кВ приведены в таблице А.1

Таблица А.1 – Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ТП1-17-18-25	2АСБл (3x150)	701,66	0,06	168,40
ТП-1-26-27	АСБл (3x185)	865,38	0,18	332,31
ТП1-14-15-16	2АСБл (3x95)	460,85	0,12	171,44
ТП-1-68-19-82	АСБл (3x240)	1122,66	0,29	323,33
ТП-1-20-21-22	2АСБл (3x95)	460,85	0,039	171,44
ТП1-23-24	АСБл (3x240)	1122,66	0,15	323,33
ТП-2-12-13-67	2АСБл (3x95)	460,85	0,11	314,96
ТП-2-10-11	АСБл (3x95)	460,85	0,23	119,25
ТП-2-7-8-9	2АСБл (3x150)	701,66	0,19	236,06
ТП-2-1-2-3-6	2xАСБл (3x150)	701,66	0,18	317,20
ТП-2-4-5	АСБл (3x95)	460,85	0,1	126,44
ТП-3-73-81	АСБл (3x70)	339,57	0,17	200,19
ТП-3-41-42-43	АСБл (3x70)	339,57	0,22	229,45
ТП-4-74	АСБл (3x185)	865,38	0,3	188,58
ТП-4-75-47	АСБл (3x185)	865,38	0,41	345,10
ТП-48-49	АСБл (3x120)	561,33	0,078	212,05
ТП-51-50-40	АСБл (3x240)	1122,66	0,31	943,30
ТП-5-44-45-46	АСБл (3x240)	1122,66	0,14	612,16
ТП-5-30-31-35-28	2АСБл (3x120)	561,33	0,03	351,99
ТП-5-29	АСБл (3x35)	261,4	0,12	73,16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
ТП-6-38-37-36	АСБл (3x240)	1122,66	0,20	536,78
ТП-6-39-34-33-32	2АСБл (3x120)	561,33	0,25	334,74
ТП-7-56-57	АСБл (3x240)	1122,66	0,11	288,78
ТП-52-53-54-55	2АСБл (3x95)	460,85	0,19	211,87
ТП-59-59-60	АСБл (3x240)	1122,66	0,25	666,64
Итого				7798,94

А.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, как и для КЛ 0,4 кВ.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка РП– ТП2:

$$K_{\text{кл.ТП1-ТП2}} = 460,85 \cdot 0,2 \cdot 1,2 \cdot 2 = 221,21 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в таблице А.2.

Таблица А.2 – Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
РП-ТП2	АСБл(3x95)	460,850	0,20	109,79
ТП1-ТП2	АСБл(3x35)	261,4	0,3701	6,59
РП-ТП3	АСБл(3x120)	561,33	0,11	43,92
ТП3-ТП5	АСБл(3x35)	261,4	0,58	40,78
ТП3-ТП4	АСБл(3x50)	333,05	0,57	47,05
ТП4-ТП6	АСБл(3x35)	261,4	0,34	59,6
ТП6-ТП7	АСБл(3x35)	261,4	0,39	75,28
РП-ЦП	СИП 3	60,08	4	87,83
Итого				10251,66

А.1.3 Капиталовложения на сооружение ТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные ТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв}, \text{ тыс. руб.}, \quad (\text{А.4})$$

где $K_{КТП}$ – стоимость ТП с учётом строительно-монтажных [11];

S – площадь отводимая под ТП, м² [11];

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216$ руб/м²) [11].

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную ТП1:

$$K_{КТП1} = 443 \cdot 2 \cdot 1,2 + 18 \cdot 216 = 1081,42 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в таблице А.3.

Таблица А.3 – Капиталовложения на сооружение ТП

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость трансформатора тыс. руб.	Площадь отводимая под ТП, м ²	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс.руб
ТП1	1000	443	18	1081,416
ТП2	1000	443	18	1081,416
ТП3	250	154	11	380,816
ТП4	630	303	15	742,416
ТП5	630	303	15	742,416
ТП6	400	204	13	502,816
ТП7	630	303	15	742,416
Итого				5273,712

А.1.4 Капиталовложения на сооружение РП

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{вык}, \quad (A.5)$$

где $n_{вык.}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ - цена одного выключателя (на 10 кВ – 190 тыс. руб.);

$$K_{РП} = 190 \cdot 9 = 1710 \text{ тыс.руб.},$$

А.1.5 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ0,4} + K_{\Sigma КЛ10} + K_{\Sigma РП} + K_{\Sigma ТП}, \quad (A.6)$$

$$K_{\Sigma} = 7798,94 + 2452,72 + 1710 + 5273,71 = 17235,37 \text{ тыс. руб.}$$

А.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

А.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (A.7)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го

основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (A.8)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ $T_{сл} = 25$ лет; для подстанций $T_{сл} = 20$ лет, для распределительного пункта $T_{сл} = 25$ лет [11].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (A.9)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ $\alpha_{экс}^{кл} = 0,004$; для ТП $\alpha_{экс}^{ТП} = 0,037$; для РП $\alpha_{экс}^{РП} = 0,037$.

Общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{общ,КЛ} = 7798,94 + 2452,72 = 10251,66 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амКЛ} = 10251,66 \cdot 0,04 = 410,07 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 10251,66 \cdot 0,004 = 41,01 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП: $K_{\text{ТП}\Sigma} = 5273,71$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{ТП}} = 5273,71 \cdot 0,05 = 286,19 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{ТП}} = 5273,71 \cdot 0,037 = 211,78 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в РП: $K_{\text{РП}\Sigma} = 1710$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{РП}} = 1710 \cdot 0,04 = 68,4 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{РП}} = 1710 \cdot 0,037 = 63,27 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{ТП}} + I_{\text{ам}}^{\text{РП}},$$

(A.10)

$$I_{\text{ам}} = 410,07 + 286,19 + 68,4 = 764,66 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{ТП}} + I_{\text{экс}}^{\text{РП}}, \quad (\text{A.11})$$

$$I_{\text{экс}} = 41,01 + 211,78 + 63,27 = 316,06 \text{ тыс. руб.}$$

А.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери
Энергия, теряемая на участке КЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (\text{A.12})$$

где τ - время потерь, час;

ΔP - потери мощности в КЛ, определены в основной части дипломного проекта.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (13)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} = 490350 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год},$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 38990 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}.$$

Суммарные потери энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = \Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{10}}, \quad (\text{A.14})$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = 490350 + 38990 = 529340 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau. \quad (\text{A.15})$$

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

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

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП1:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = 2 \cdot (2,1 \cdot 8760 + 0,75^2 \cdot 16,5 \cdot 1098) = 63967,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице А.4.

Таблица А.4 – Потери энергии за год в двух трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta W_{\text{тр}}$, кВт·ч./год
ТП1	250	2,1	16,5	63967,5
ТП2	400	1,4	10,5	41821,5
ТП3	400	0,6	3,6	16441,2
ТП4	250	1,1	8,5	33271,5
ТП5	1000	1,1	8,5	33271,5
ТП6	1000	0,79	6,2	24052,2
ТП7	630	1,1	8,4	33106,8

Суммарные потери энергии за год во всех ТП составляют 245932,2 кВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛС}} + \Delta W_{\text{трСТП}} + \Delta W_{\text{трПС}}, \quad (\text{A.16})$$

$$\Delta W = 529340 + 245932 + 458825,63 = 824097,63 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\text{д}} \cdot \Delta W, \quad (\text{A.17})$$

где $T_{\text{д}}$ - тариф на потери в электрических сетях равен 1,712 руб./кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 824097,62 = 1410,86 \text{ тыс. руб.}$$

А.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 и 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (\text{A.18})$$

где n_1 – норматив численности (для 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для КЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км), [11];

L – длина линии, км.

$$N_1 = N_{10} = \frac{10,805 \cdot 6,56}{100} = 0,708 \text{ чел.},$$

$$N_2 = N_{0,4} = \frac{7,664 \cdot 4,54}{100} = 0,347 \text{ чел.},$$

$$N = N_1 + N_2 = 0,71 + 0,35 = 1,055, \text{ чел.}$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{ТП} \cdot n, \tag{A.19}$$

где n_3 – норматив численности (для ТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.), [11];

$X_{ТП}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_3 = \frac{7 \cdot 3}{100} = 0,21 \text{ чел.}$$

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{ПП} \cdot n_4, \tag{A.20}$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений) [11].

$X_{\text{ПР}}$ – количество присоединений, ед.

$$N_4 = \frac{7 \cdot 2}{1000} = 0,014 \text{ чел.}$$

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}}, \tag{A.21}$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,2) [11].

$N_{\text{рем}}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (1,055 + 0,21 + 0,014) \cdot 1,2 + 2 = 3,53 \text{ чел.},$$

$$N_{\text{раб}} = ССЧ = 4 \text{ чел.}$$

А.4 Расчет заработной платы и страховых взносов

А.4.1 Расчет заработной платы

Структура заработной платы работника предприятия в общем виде показана на рисунке 16.

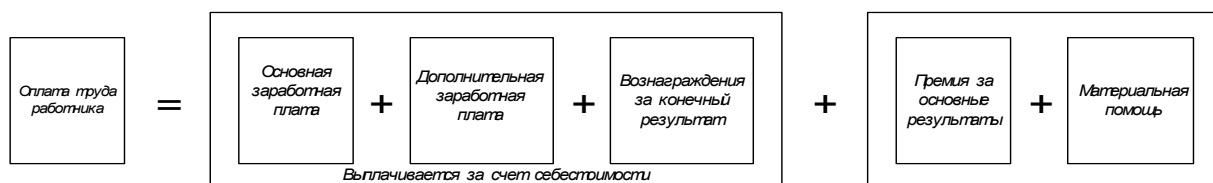


Рисунок А.1 – Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Амурской области от 23.03.2016 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по Амурской области за 2016 год, составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 32365,3 \text{ руб.},$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ.} = 4 \cdot 12 \cdot 32365,3 = 1553,53 \text{ тыс. руб.} \quad (\text{A.22})$$

А.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$НСНиМС = 0,34 \cdot \Phi ЗП, \quad (\text{A.23})$$

$$НСНиМС = 0,34 \cdot 1553,53 = 528,2 \text{ тыс. руб.}$$

А.4.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и НСНиМС.

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксн}} + I_{\Delta W} + НСНиМС + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (\text{A.24})$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (764,66 + 316,06 + 1410,35 + 528,2 + 1553,53) + 0,03 \cdot 17235,37 = 1423,9 \text{ тыс.руб.}$$

А.5 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (\text{A.25})$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;
 I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (\text{A.26})$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная расчетная нагрузка сети.

$$W_{\text{год}} = 5935,15 \cdot 4700 = 27895,21 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (\text{A.27})$$

где $T_{\text{д}}$ – тариф энергоснабжающей организации, $T_{\text{д}} = 1712,36$ руб./МВт·ч.

$$I_{\text{э}} = 1712,36 \cdot 27895,21 = 47766,64 \text{ тыс. руб.} \quad (\text{A.28})$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФЗП} + \text{НСНиМС} + I_{\text{ИР}}, \quad (\text{A.29})$$

$$I_{\Sigma} = 764,66 + 316,06 + 1410,35 + 1553,37 + 528,2 + 1423,9 = 5996,54 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{распр} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{год}}, \quad (A.30)$$

$$C_{распр} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{год}} = \frac{5996,54}{27895,21} = 0,21 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч},$$

$$C_{перед} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{год}}, \quad (A.31)$$

$$C_{перед} = \frac{(5996,54 - 1410,35)}{27895,21} = 0,16 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице А5.

Таблица А.5 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	764,66
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	316,06
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	1410,86
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П_{год}$	тыс. руб.	1553,53
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	$НСиМС$	тыс. руб.	528,2
6	Прочие расходы	$I_{пр}$	тыс. руб.	1423,9
7	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	5996,54
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	0,16
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/ кВт·ч	0,21

А.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта и т.д. То есть оценка экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, т. е. когда достигнут проектный уровень производства, но инвестиционный капитал еще продолжает возвращаться.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к капиталовложениям.

Простой срок окупаемости это есть период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Срок окупаемости капитальных вложений определяется как последовательное суммирование величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) можно отнести к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций, так как он оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Определить ЧДД можно путем дисконтирования чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \text{тыс. руб.}, \quad (\text{A.32})$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф для потребителей (0,75 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 27895,21 \cdot 0,75 = 20921,41 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma}) \cdot 0,24, \quad (\text{A.33})$$

$$H_t = (20921,41 - 5996,54) \cdot 0,24 = 3581,97 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$П_{чt} = O_{pt} - I_{\Sigma} - H_t, \quad (\text{A.34})$$

$$П_{чt} = 20921,41 - 5996,54 - 3581,97 = 11342,9 \text{ тыс.руб}$$

Простую норму прибыли можно определить по выражению:

$$ПНП = \frac{П_{чt}}{K_t} \cdot 100\%, \quad (\text{A.35})$$

$$ПНП = \frac{11342,9}{17235,15} \cdot 100\% = 65,81 \%$$

Простой срок окупаемости рассчитаем по формуле:

$$T_{ок.п.} = \frac{K_t}{\Pi_{чt}}, \quad (A.36)$$

$$T_{ок.п.} = \frac{17235,37}{11342,9} = 1,52 \text{ года.}$$

Капиталовложения в проект производятся в три этапа: 1-й год – 40 % от основного капитала, 2-й год – 30 %, и 3-й год – 30 %. За это время идет осуществление строительства проекта.

На номинальную мощность проект выйдет после завершения всех работ и начнет приносить чистый доход с учетом вычета налога в размере 14445,2 тыс. руб.

А.7 Чистый дисконтированный доход

В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (A.37)$$

где K_t – величина инвестиций в год t ;

$$K_1 = 0,4 \cdot 17235,37 = 6894,06 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 17235,37 = 5170,55 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 17235,37 = 5170,55 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_1 = 0 - 5231,88 - 0 - 6894,06 = -12125,94 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_2 = 0 - 5231,88 - 0 - 5170,55 = -10402,43 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_3 = 0 - 5231,88 - 0 - 5170,55 = -10402,43 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_4 = 20921,41 - 5231,88 - 3581,97 - 0 = 12107,56 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (\text{A.38})$$

где d – норматив дисконтирования (для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. $d=31\%$ [11]);

$$\text{ЧДД}_1 = -22923,9 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^1} = -9256,44 \text{ тыс.руб.},$$

$$ЧДД_2 = -10402,43 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^2} = -6061,67 \text{ тыс.руб.},$$

$$ЧДД_3 = -10402,43 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^3} = -4627,23 \text{ тыс.руб.},$$

$$ЧДД_4 = 12107,56 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^4} = 4111,23 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета ЧДД приведены в таблице 45.

Таблица А.6– Расчет ЧДД

Год	О _{рт} , (тыс.руб)	И _т , (тыс.руб)	Н _т , (тыс.руб)	К _т , (тыс.руб)	ЧДД, (тыс.руб)
1	0	5231,88	0	6894,06	6
1	0	5231,88	0	5170,55	-9256,44
2	0	5231,88	0	5170,55	-6061,67
3	20921,41	5231,88	3581,97	0	-4627,23
4	20921,41	5231,88	3581,97	0	4111,23
5	20921,41	5231,88	3581,97	0	3138,34
6	20921,41	5231,88	3581,97	0	2395,68
7	20921,41	5231,88	3581,97	0	1828,76
8	20921,41	5231,88	3581,97	0	1396,00
9	20921,41	5231,88	3581,97	0	1065,65
10	20921,41	5231,88	3581,97	0	813,47
11	20921,41	5231,88	3581,97	0	620,97
12	20921,41	5231,88	3581,97	0	474,02
13	20921,41	5231,88	3581,97	0	361,85
14	20921,41	5231,88	3581,97	0	276,22
15	20921,41	5231,88	3581,97	0	210,86
16	20921,41	5231,88	3581,97	0	160,96
17	20921,41	5231,88	3581,97	0	122,87
18	20921,41	5231,88	3581,97	0	93,79
19	20921,41	5231,88	3581,97	0	71,60
20	20921,41	5231,88	3581,97	0	54,66

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $ЧДД > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

В ходе оценки экономической эффективности проектирования системы электроснабжения микрорайона Таежный в городе Тында определены суммарные капиталовложения на реконструкцию и проектирование КЛ 0,4 и 10кВ; ТП 10/0,4 кВ, РП 10 кВ. Также были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были определены себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта и его финансовая состоятельность.

Себестоимость составила 0,21 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 17235,37 тыс. руб.

Безопасность и экологичность

Б.1 Расчет шума и минимального расстояния до жилой застройки

В Выпускной квалификационной работ сделан проект системы электроснабжения микрорайона Таежный. Питание по сети 10 кВ осуществляется от ПС «Шахтаум» 35/10 кВ.

Персонал, обслуживающий трансформаторную подстанцию, обязан осматривать оборудование. Так как на ТП устанавливаются трансформаторы, являющиеся источниками механического шума, то нам необходимо провести расчет шума, производимого этими трансформаторами. Для примера возьмем трансформаторную подстанцию номер три.

На данной трансформаторной подстанции установлены 2 трансформатора ТМГ-250/10.

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) равен: $L_{WA\Sigma} = 65$ дБА [12]. Т.к. на ТП установлены два трансформатора, примем поправку: $L_{pa} = 65 + 3 = 68$ дБА.

Проведем расчет шума трансформаторов на расстоянии $R = 36$ м, т. к. именно на этом расстоянии находится ближайших жилой дом.

$$L_a = L_{WA\Sigma} - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (\text{Б.1})$$

$$L_a = 68 - 10 \cdot \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 36^2) = 28,89 \text{ дБА};$$

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.) $L_A = 45$ дБА [5].

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму.

Определяем по формуле [12]

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{\text{WA}\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} \quad (\text{Б.2})$$

В результате расчета:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(65-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 5,6 \text{ м.}$$

Вывод: В результате расчетов, получено минимальное расстояние от трансформаторной подстанции до территории жилой застройки равное 5,6 м. Поскольку расстояние от ТП «до территории жилой застройки составляет 36 м, то санитарно-гигиенические требования по шуму выполняются.

Б.2 Отвод земель

Площадь земельных участков трансформаторных подстанций 10/0,4 приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1 - Площадь трансформаторных подстанций

Номер ТП	Мощность, тр-ра, кВА	Количество трансформаторов, шт	S, м2
ТП1	1000	2	18
ТП2	1000	2	18
ТП3	250	2	11
ТП4	630	2	15
ТП5	630	2	15
ТП6	400	2	13
ТП7	630	2	15

В результате проектирования системы электроснабжения жилого район определено следующее количество ТП: 1 ТП мощностью 250 кВА, 1 ТП мощностью 400 кВА, 3 ТП мощностью 630 кВА и 3 ТП мощностью 1000 кВА, все ТП являются двухтрансформаторными. Таким образом, под них отводится:

- для ТП с трансформаторами по 250 кВА

$$S=1 \cdot 11=12 \text{ м}^2;$$

- для ТП с трансформаторами по 400 кВА

$$S=1 \cdot 13=13 \text{ м}^2;$$

- для ТП с трансформаторами по 630 кВА

$$S=3 \cdot 15=45 \text{ м}^2;$$

- для ТП с трансформаторами по 1000 кВА

$$S=2 \cdot 100=200 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь земельных участков отводимая под все ТП составляет 105 м².

Б.3 Чрезвычайные ситуации

В выпускной квалификационной работе в микрорайоне Таежный установлены ТП 10/0,4 кВ. Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению выключателей и т.д.

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

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

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

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

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

1. Перед началом тушения пожара необходимо убедиться в отсутствии напряжения;

2. Принять меры по ликвидации пожара средствами пожаротушения.

Для ликвидации огня необходимо применять углекислотные, порошковые или хладоновые огнетушители. Не допускается тушение пенными огнетушителями. Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

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

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

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;

Личному составу подразделений МЧС России и персоналу запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;

- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

3. Дежурный электромонтер должен произвести записи в оперативных журналах;

4. Запрещается включать электроустановку до расследования причины возгорания и производства ремонтных работ