

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: Модернизация системы электроснабжения города Благовещенска
ограниченного улицами Амурская, Богдана Хмельницкого, Ленина
Комсомольская.

Исполнитель
студент группы 242-об4

подпись, дата

Н.А. Картамышева

Руководитель
доцент

подпись, дата

И.В. Наумов

Нормоконтроль
доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

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 _____

1. Тема выпускной квалификационной работы:

_____ (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:

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит страниц, рисунков, таблиц, источника литературы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В данной бакалаврской работе спроектирована схема электроснабжения центрального района города Благовещенска.

Цель работы – разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант, в котором возможно применить перспективу развития промышленного предприятия.

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

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Краткая характеристика жилого района	8
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	9
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	9
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	9
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	11
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	11
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	11
2.2.3 Расчет осветительной нагрузки	22
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	23
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	25
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	26
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	30
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	32
4 Выбор схемы и конструкции ТП	34
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	35
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	40
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	40
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	41
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	42
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	42
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	44
7 Выбор схемы и конструкции РП	47
8 Расчет токов КЗ	48
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	48

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	50
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	54
10 Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	55
11 Выбор и проверка электрических аппаратов	56
11.1 Выбор и проверка выключателей	56
11.2 Выбор и проверка трансформатора тока	58
11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	62
11.4 Выбор и проверка сборных шин	63
11.5 Выбор комплектных распределительных устройств	66
11.6 Выбор и проверка предохранителей	67
11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей	69
12 Согласование защит и карта селективности	71
13 Релейная защита и автоматика	72
13.1 Основные требования и особенности выполнения защит в городских электросетях	72
13.2 Защита электрических сетей напряжением 0.38 кВ	72
13.3 Защита распределительных сетей 10 кВ	73
13.3.1 Расчёт максимальной токовой отсечки	74
13.3.2 Расчёт токовой отсечки	75
13.4 Автоматический ввод резерва	76
13.5 Автоматическое повторное включение	77
14 Заземление и молниезащита	79
14.1 Расчёт заземления распределительной подстанции	79
14.2 Расчёт молниезащитных устройств	88
15 Расчёт емкостных токов на землю	92
16 Техничко-экономические показатели проекта	94
16.1 Расчёт капиталовложений	94
16.1.1 Расчёт капиталовложений на сооружение питательных линий	94
16.1.2 Расчёт капиталовложений оборудования	94

16.2 Расчёт эксплуатационных затрат	95
16.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии	96
16.4 Техничко-экономические показатели проекта	97
Заключение	98
Библиографический список	99

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- НН – низкое напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- РУ – распределительное устройство;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;
- ПС – трансформаторная подстанция 35/10 кВ;
- ТТ – трансформатор тока;
- ХХ – холостой ход;
- ЦЭН – цент электрических нагрузок;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данном курсовом проекте является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей. 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 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 специфические 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 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

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

Квартальный район, ограниченный улицами Василенко – Воронкова - Студенческая – Институтская расположен на некотором удалении от центра города Благовещенска и является одной из его селитебных зон. Естественно, это благотворно влияет на экологию района: экологическая обстановка здесь в несколько раз лучше, чем в центральном районе города. Поэтому в последнее время проявляется повышенный интерес жителей к проживанию за пределами центральных районов города, в селитебных зонах.

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

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. 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:

$$P_{р.л} = k_c' \cdot \sum_{i=1}^n p_{ni}, \quad (3)$$

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:

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

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 №48.

$$P_{кв} = 2,4 \cdot 80 = 192 \text{ кВт};$$

$$P_{cny} = 0,85 \cdot \sum_{i=1}^4 5 = 17 \text{ кВт};$$

$$P_{p.ж.д} = 192 + 0,9 \cdot 17 = 207,3 \text{ кВт}$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

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

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

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

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Рассмотрим пример расчета электрической нагрузки продовольственного магазина встроенного в жилое здание №40:

$$P_{\text{общ.зд}} = 188,1 + 0,6 \cdot 174,6 = 292,9 \text{ кВт.}$$

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:

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

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

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

Рассмотрим пример расчета электрической нагрузки школы № 2.

$$P_{\text{р.общ.зд}} = 0,25 \cdot 1950 = 487,5 \text{ кВт,}$$

где 0,25 – удельная нагрузка общеобразовательной школы кВт/учащийся [3];

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами
Амурская - Б.Хмельницкого - Ленина - Комсомольская

Наименование	№ на плане	Количество квартир. Площадь, м ² . Посещение	Р _{уд} , кВт	Р _{кв/Ркб} , кВт	Р _{зд.мах} , кВт	tg	Q, кВт	Q _{зд.мах} , квар	S _{зд.мах} , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Детский экологический центр	1	50	0,15	7,5	7,5	0,43	3,2	3,2	8,15
Школа	2	1200	0,25	300	300	0,38	114	114	320,9
Филиал масложиркомбината	3	373	0,054	20,1	20,1	0,57	11,5	11,5	23,2
Хозяйственный корпус	4	85	0,043	3,7	3,7	0,48	1,78	1,78	4,1
Административное здание	5	1534	0,054	82,8	82,8	0,57	47,2	47,2	95,3
Центр связи	6	228	0,054	12,3	12,3	0,57	7,01	7,01	14,2
4 этажа	7	60	2,8	168	196,3	0,2	33,6	49,7	202,5
СТУ		4	5	17		0,75	12,8		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	1,13		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	1,13		
Аптека		60	0,16	9,6		0,48	4,6		
Хозяйственный корпус	8	1641	0,043	70,56	70,56	0,48	33,9	33,9	78,3
Хозяйственный корпус	9	1085	0,043	46,7	46,7	0,48	22,4	22,4	51,8
1 этаж	10	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	11	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
2 этаж	12	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	13	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Гараж	14	1	0,5	0,5	0,5	0,25	0,13	0,13	0,52

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5 этажей	15	90	2,12	190,8	226,03	0,2	38,2	62,56	242,7
СТУ		7	5	26,6		0,75	19,9		
Офис		45	0,054	2,43		0,57	1,4		
Банк		304	0,054	16,4		0,57	9,35		
Школа	16	80	0,15	12	12	0,43	5,16	5,16	13,1
Гараж	17	3	0,5	1,5	1,5	0,25	0,38	0,38	1,55
Гараж	18	3	0,5	1,5	1,5	0,25	0,38	0,38	1,55
5 этажей	19	56	2,6	145,6	168,1	0,2	29,1	42,4	173,4
СТУ		4	5	17		0,75	12,8		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	1,13		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	1,13		
1 этаж	20	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	21	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	22	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	23	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
2 этажа	24	8	6,6	52,8	52,8	0,2	10,6	10,6	53,9
2 этажа	25	8	6,6	52,8	52,8	0,2	10,6	10,6	53,9
1 этаж	26	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Хозяйственный корпус	27	180	0,043	7,74	7,74	0,48	3,72	3,72	8,59
Больница	28	500	0,36	180	180	0,43	77,4	77,4	195,9
Хозяйственный корпус	29	599	0,043	25,76	25,76	0,48	12,4	12,4	28,6
Хозяйственный корпус	30	196	0,043	8,44	8,44	0,48	4,05	4,05	9,36
Амургаз	31	630	0,054	34,02	34,02	0,57	19,4	19,4	39,2
Редакция	32	153	0,054	8,26	8,26	0,57	5,03	5,03	9,67
2 этажа	33	8	6,6	52,8	52,8	0,2	10,6	10,6	53,9
Банк	34	2448	0,054	132,2	132,2	0,57	75,4	75,4	152,2
1 этаж	35	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	36	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	37	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	38	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	39	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5 этажей	40	64	2,7	172,8	292,9	0,2	34,6	119,4	316,3
СТУ		4	5	17		0,75	12,8		
Продовольственный магазин		759	0,23	174,6		0,7	122,2		
Хозяйственный корпус	41	528	0,043	22,7	22,7	0,48	10,9	10,9	25,2
1 этаж	42	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	43	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
Гараж	44	1	0,5	0,5	0,5	0,25	0,13	0,13	0,13
Гараж	45	14	0,5	7	7	0,25	1,75	1,75	7,22
Гараж	46	8	0,5	4	4	0,25	1	1	4,12
Гараж	47	15	0,5	7,5	7,5	0,25	1,88	1,88	7,73
5 этажей	48	80	2,4	192	207,3	0,2	41,5	53,1	213,9
СТУ		4	5	17		0,75	12,9		
5 этажей	49	120	1,9	228	249,1	0,2	45,6	61,4	256,6
СТУ		6	5	23,4		0,75	17,6		
Административное здание	50	2572	0,054	138,9	138,9	0,57	79,2	79,2	159,9
Хозяйственный корпус	51	397	0,043	17,1	17,1	0,48	8,2	8,2	18,96
Научный центр	52	4251	0,054	229,6	229,9	0,57	130,9	130,9	264,6
5 этажей	53	110	1,9	209	280,8	0,2	41,8	79,6	291,9
СТУ		10	5	35		0,75	26,3		
Библиотека		448	0,12	53,8		0,33	17,8		
Аптека		95	0,14	13,3		0,43	5,7		
5 этажей	54	62	2,8	173,6	182,6	0,2	34,7	41,5	187,3
СТУ		2	5	10		0,75	7,5		
5 этажей	55	62	2,8	173,6	182,6	0,2	34,7	41,5	187,3
СТУ		2	5	10		0,75	7,5		
5 этажей	56	54	2,6	140,4	184,8	0,2	28,1	56,7	193,3
СТУ		5	5	20		0,75	15		
Научный центр		814	0,054	43,96		0,57	25,1		

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Больница	57	100	0,36	36	36	0,43	15,5	15,5	39,2
Гараж	58	3	0,5	1,5	1,5	0,25	0,38	0,38	1,55
Гараж	59	16	0,5	8	8	0,25	2	2	8,25
Научный центр	60	792	0,054	42,8	42,8	0,57	24,4	24,4	49,3
Гараж	61	9	0,5	4,5	4,5	0,25	1,13	1,13	4,6
Хозяйственный корпус	62	25	0,043	1,08	1,08	0,48	0,5	0,5	1,19
Хозяйственный корпус	63	35	0,043	1,5	1,5	0,48	0,72	0,72	1,7
5 этажей	64	64	2,7	172,8	247,3	0,2	34,6	71,56	257,4
СТУ		4	5	17		0,75	12,8		
Непродовольственный магазин		704	0,14	98,6		0,43	42,4		
Непродовольственный магазин	65	36	0,14	5,04	5,04	0,43	2,17	2,17	5,5
Продовольственный магазин	66	36	0,23	8,28	8,28	0,7	5,8	5,8	10,1
2 этажа	67	10	6,6	66	83,6	0,2	13,2	23,01	86,7
СТУ		2	5	10		0,75	7,5		
Аптека		60	0,14	8,4		0,43	3,6		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	1,13		
5 этажей	68	44	3,2	140,8	180,5	0,2	28,2	50,5	187,4
СТУ		2	5	10		0,75	7,5		
Непродовольственный магазин		300	0,16	48		0,48	23,04		
Офис		60	0,054	3,24		0,57	1,85		
Хозяйственный корпус	69	75	0,043	3,23	3,23	0,48	1,55	1,55	3,6
Туристическое агенство	70	252	0,054	13,6	13,6	0,57	7,75	7,75	15,7

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Гараж	71	10	0,5	5	5	0,25	1,25	1,25	5,15
Административное здание	72	7431	0,054	401,3	540,4	0,57	228,7	244,3	593,1
Бар		80	1,04	83,2		0,2	16,6		
Кофейня		50	1,04	52		0,2	10,4		
Спорт клуб		557	0,46	256,2		0,43	110,2		
Архив	73	612	0,054	33,05	33,05	0,57	18,8	18,8	38,02
Кафе	74	130	1,04	135,2	145,6	0,2	27,04	29,1	148,5
Бар		70	1,04	72,8		0,2	14,6		
10 этажей	75	80	2,4	192	279,4	0,2	38,4	107,2	299,3
СТУ		5	5	20		0,75	15		
Лифт		5	15	52,5		1,17	61,4		
Продовольственный магазин		60	0,25	15		0,75	11,3		
Стоматология		32	0,36	11,5		0,43	4,8		
Непродовольственный магазин		60	0,14	8,4		0,43	3,6		
1 этаж		76	1	14		14	14		
Продовольственный магазин	77	45	0,23	10,4	10,4	0,7	7,28	7,28	12,7
Офисы	78	168	0,054	9,07	9,07	0,57	5,17	5,17	10,4
1 этаж	79	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
Гараж	80	1	0,5	0,5	0,5	0,2	0,1	0,1	0,51
Авиаклуб	81	384	0,054	20,7	20,7	0,57	11,8	11,8	23,8
1 этаж	82	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
Гараж	83	4	0,5	2	2	0,25	0,5	0,5	2,1
1 этаж	84	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	85	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	86	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Гараж	87	4	0,5	2	2	0,25	0,5	0,5	2,1

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Административное здание	88	316	0,054	17,1	17,1	0,57	9,75	9,75	19,7
Художественная мастерская	89	80	0,054	4,32	4,32	0,57	2,46	2,46	4,97
Хозяйственный корпус	90	140	0,043	6,02	6,02	0,48	2,89	2,89	6,68
1 этаж	91	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Больница	92	300	0,36	108	108	0,43	46,4	46,4	117,5
5 этажей	93	114	1,93	220,02	259,2	0,2	44	77,5	270,5
СТУ		8	5	30		0,75	22,5		
Непродовольственный магазин		75	0,14	10,5		0,43	4,5		
Офис		80	0,054	4,32		0,57	2,5		
Парикмахерская		3	1,5	4,5		0,25	11,3		
1 этаж	94	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
Школа	95	80	0,15	12	12	0,43	5,16	5,16	13,1
Непродовольственный магазин	96	232	0,16	37,12	37,12	0,48	17,8	17,8	41,2
Туристическая фирма	97	536	0,054	28,9	28,9	0,57	16,5	16,5	33,3
Хозяйственный корпус	98	612	0,043	26,3	26,3	0,48	12,6	12,6	29,2
Нефтяная компания	99	322	0,054	17,4	17,4	0,57	9,9	9,9	20,02
Хозяйственный корпус	100	77	0,043	3,3	3,3	0,48	1,58	1,58	3,66
2 этажа	101	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Административное здание	102	4200	0,054	226,8	226,8	0,57	129,3	129,3	261,1
Исторический клуб	103	192	0,46	88,3	88,3	0,43	37,97	37,97	96,1

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Административное здание	104	414	0,054	22,4	22,4	0,57	12,8	12,8	25,8
Научный центр	105	1184	0,054	63,9	63,9	0,57	36,4	36,4	73,5
2 этажа	106	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	107	2	14	28	28	0,75	5,6	5,6	28,6
17 этажей	108	240	1,8	432	523,5	0,2	86,4	185,9	555,5
СТУ		5	5	20		0,75	15		
Лифт		10	15	105		1,17	122,9		
1 этаж	109	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	110	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	111	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	112	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
20 этажей	113	120	1,9	228	289,3	0,2	45,6	109,2	309,2
СТУ		3	5	13,5		0,75	10,1		
Лифт		6	15	63		1,17	73,7		
Агентство недвижимости		75	0,054	4,05		0,57	2,3		
Строительная компания		80	0,054	4,32		0,57	2,5		
1 этаж	114	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	115	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	116	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	117	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	118	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	119	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Гараж	120	2	0,5	1	1	0,25	0,25	0,25	1,03
1 этаж	121	2	14	28	28	0,2	5,6	5,6	28,6
1 этаж	122	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
1 этаж	123	1	14	14	14	0,2	2,8	2,8	14,3
Управление имуществом муниципального образования	124	2024	0,054	109,3	109,3	0,57	62,3	62,3	125,8
Управление ЖКХ	125	838	0,054	45,25	45,2	0,57	25,8	25,8	52,04

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5 этажей	126	15	5,3	79,5	99,03	0,2	15,9	27,8	102,9
СТУ		1	5	5		0,75	3,75		
Кадастровая компания		338	0,054	18,3		0,57	10,4		
Агентство недвижимости		125	0,054	6,75		0,57	3,85		
Школа	127	1200	0,25	300	300	0,38	114	114	320,9
Строительный магазин	128	1419	0,16	227,04	227,04	0,48	108,97	108,97	251,8
Гараж	129	7	0,5	3,5	3,5	0,25	0,88	0,88	3,6
Гараж	130	5	0,5	2,5	2,5	0,25	0,63	0,63	2,6
3 этажа	131	25	4,2	105	192,6	0,2	21	78,1	207,8
СТУ		3	5	13,5		0,75	10		
Непродовольственный магазин		315	0,14	44,1		0,43	18,96		
Продовольственный магазин		280	0,25	70		0,75	52,5		

2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта

Рабочий ток тяговой сети:

$$I_{mc} = 1,5 \cdot j \cdot L \cdot N, \quad (8)$$

где j – расчетная линейная плотность тока (для троллейбусов 10 А/км);

L – суммарная протяженность контактной сети (0,3 км);

N – расчетная частота движения подвижного состава (для троллейбусов 12 машин в час).

$$I_{mc} = 1,5 \cdot 10 \cdot 0,3 \cdot 12 = 54 \text{ А.}$$

Определяем суммарную нагрузку тяговой сети по выражению:

$$P_{mc} = I_{mc} \cdot 0,6; \quad (9)$$

$$P_{mc} = 54 \cdot 0,6 = 32,4 \text{ кВт.}$$

Окончательно нагрузка тяговой ПС составит:

$$P_{nc} = P_{mc} \cdot \frac{1,3}{0,8}; \quad (10)$$

$$P_{nc} = 32,4 \cdot \frac{1,3}{0,8} = 52,65 \text{ кВт.}$$

2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (11)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт
Амурская	0,55 / 0,006	3,9	2,1
Б.Хмельницкого	0,62 /0,006	3,9	2,42
Ленина	0,56 / 0,008	3,9	2,2
Комсомольская	0,6 / 0,006	3,9	2,34
Калинина	0,61/0,008	3,9	1,99
Зейская	0,55/0,006	3,9	2,15
пер.Релочный	0,35/0,006	3,9	1,4
Итог	3,84		14,6

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. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

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

$$P_{P.Л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} , \quad (10)$$

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, [РД, табл. 2.3.1].

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП1-3-4-5-8:

$$P_{P.Л} = 82,8 + 0,9 \cdot 20,1 + 0,9 \cdot 3,7 + 0,9 \cdot 70,56 = 167,7 \text{ кВт.}$$

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 3-4-5-8	167,7	89,7
ТП1 6-9...13	133,4	43,8
ТП1 7	196,3	49,7
ТП2 1-2	306,8	116,9
ТП2 15	226,03	62,6
ТП2 14-16-17-18	15,2	5,96

Продолжение таблицы 3.

1	2	3
ТПЗ 19-24-25-31-32	301,2	83,5
ТПЗ 20-23-26	53,2	10,6
ТПЗ 21-22-27	33,6	8,7
ТПЗ 28-29-30	210,8	92,2
ТП4 41-44...47	39,8	15,2
ТП4 33-34-40	459,4	196,8
ТП4 48	207,3	53,1
ТП5 50-51-52	370,3	209,6
ТП5 35...39-42-43	128,8	25,8
ТП5 49	249,1	61,4
ТП6 65...68	267,2	78,4
ТП6 54-55	346,9	78,9
ТП6 53	280,8	79,6
ТП6 58-61-62-64	254,3	73,4
ТП6 59-60-63	51,4	26,8
ТП7 72	540,4	244,3
ТП7 73-57-56	246,5	87,6
ТП7 69-70-71-74	165,2	38,6
ТП8 75	279	107,2
ТП8 76...81	77,2	30,04
ТП8 82-88...91	65,3	21,7
ТП8 83-87-92	111,6	47,3
ТП8 84-85-86	53,2	10,64
ТП9 93	259,2	77,5
ТП 94-96-97-98	112	49,03
ТП9 95-99-100-101	43,8	18,5
ТП9 102-103-104	326,4	174,9

1	2	3
ТП9 105-106	76,5	38,9
ТП10 108	523,5	185,9
ТП10 107-109-110-111	78,4	15,7
ТП10 112_116_117_119_123	64,4	12,9
ТП10 113	289,3	109,2
ТП10 114-115-118	39,2	7,8
ТП10 120-121-122	41,5	8,3
ТП11 127	300	114
ТП11 124-125	149,98	85,52
ТП11 126-129-130	104,4	29,2
ТП11 128-131	400,4	179,3

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 особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{\frac{P_{P.L.}^2}{2} + \frac{Q_{P.L.}^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (11)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (12)$$

где α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1, [15]

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{н/ав} \leq K \cdot I_{дл.дон}, \quad (13)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

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

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно, [3].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

Определим сечение кабеля для линии ТП1-3-4-5-8:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{167,724^2}{2} + \frac{89,662^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 144,479 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 144,479 = 166,87 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 95 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{167,724^2 + 89,662^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 288,957 \text{ А}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$288,957 \leq 1,29 \cdot 240 = 309,6$$

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	$I_{расч.}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Сечение F, мм ²	марка	ΔU %,
1	2	3	4	5	6
ТП1 3...5-8	166,87	309,6	95	ВВГнг-НФ	2,57
ТП1 6-9...13	106,774	214,14	50	ВВГнг-НФ	6,85
ТП1 7	154,011	309,6	95	ВВГнг-НФ	5,49
ТП2 1-2	249,67	350,88	120	ВВГнг-НФ	7,22
ТП2 15	178,375	309,6	95	ВВГнг-НФ	6,34
ТП2 14-16...18	12,38	86,43	10	ВВГнг-НФ	3,81
ТП3 19_24_25_31_32	237,712	350,88	120	ВВГнг-НФ	8,59
ТП3 20-23-26	41,264	145,77	25	ВВГнг-НФ	2,6
ТП3 21-22-27	26,367	112,23	16	ВВГнг-НФ	3,8
ТП3 28-29-30	174,981	309,6	95	ВВГнг-НФ	4,67
ТП4 41-44...47	32,39	112,23	16	ВВГнг-НФ	4,69
ТП4 33-34-40	380,12	517,29	240	ВВГнг-НФ	4,35
ТП4 48	162,76	309,6	95	ВВГнг-НФ	4,34
ТП5 50...52	323,612	448,92	185	ВВГнг-НФ	4,58
ТП5 35...39-42-43	99,9	149,64	50	ВВГнг-НФ	4,8
ТП5 49	195,129	309,6	95	ВВГнг-НФ	6,94
ТП6 65...68	211,81	350,88	120	ВВГнг-НФ	6,1
ТП6 54-55	270,6	399,9	150	ВВГнг-НФ	6,25
ТП6 53	221,98	350,88	120	ВВГнг-НФ	4,8
ТП6 58-61-62-64	201,3	350,88	120	ВВГнг-НФ	4,36
ТП6 59-60-63	44,07	15,77	25	ВВГнг-НФ	2,8
ТП7 72	451,06	517,29	240	ВВГнг-НФ	3,45
ТП7 73-57-56	198,99	350,88	120	ВВГнг-НФ	2,88
ТП7 69...71-74	129,065	259,29	70	ВВГнг-НФ	4,69
ТП8 75	227,32	350,88	120	ВВГнг-НФ	4,93

Продолжение таблицы 4.

ТП8 76...81	63,01	176,73	35	ВВГ _{нг-НФ}	4,35
ТП8 82-88...91	52,34	145,77	25	ВВГ _{нг-НФ}	3,3
ТП8 83-87-92	92,189	214,11	50	ВВГ _{нг-НФ}	4,4
ТП8 84-85-86	41,26	145,77	25	ВВГ _{нг-НФ}	3,9
ТП9 93	205,76	350,88	120	ВВГ _{нг-НФ}	4,46
ТП9 94-96...97	92,99	214,14	50	ВВГ _{нг-НФ}	4,47
ТП9 95-99...101	36,14	145,77	25	ВВГ _{нг-НФ}	3,43
ТП9 102...104	281,676	399,9	150	ВВГ _{нг-НФ}	4,88
ТП9 105-106	65,28	176,73	35	ВВГ _{нг-НФ}	4,51
ТП10 108	422,52	517,29	240	ВВГ _{нг-НФ}	6,45
ТП10 107-109...111	60,81	176,73	35	ВВГ _{нг-НФ}	5,6
ТП10 112-116-117-119- 123	49,95	145,77	25	ВВГ _{нг-НФ}	4,74
ТП10 113	235,187	350,88	120	ВВГ _{нг-НФ}	6,8
ТП10 114-115-118	30,41	112,23	16	ВВГ _{нг-НФ}	4,41
ТП10 120...122	32,2	112,23	16	ВВГ _{нг-НФ}	6,22
ТП11 27	244,09	350,88	120	ВВГ _{нг-НФ}	3,53
ТП11 124-125	131,3	259,29	70	ВВГ _{нг-НФ}	3,18
ТП11 126-129-130	82,47	214,14	50	ВВГ _{нг-НФ}	2,64
ТП11 128-131	333,646	448,92	185	ВВГ _{нг-НФ}	3,15

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.

$$P_{\Sigma P.Л.} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.} \quad (15)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л.} \quad (16)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 2:

$$P_{P.ТП} = (ТП2 - 1 - 2) + (ТП2 - 15) + (ТП2 - 14 - 16 - 17 - 18) = 547,9;$$

$$Q_{P.ТП} = (ТП2 - 1 - 2) + (ТП2 - 15) + (ТП2 - 14 - 16 - 17 - 18) = 185,4.$$

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

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{P.ТП}$, кВА
ТП1	497,39	183,19	530,05
ТП2	547,93	185,4	578,45
ТП3	598,7	194,98	629,65
ТП4	706,5	265,08	754,59
ТП5	748,2	296,7	804,88
ТП6	1200,6	337,05	1247,01
ТП7	952,19	370,46	1021,72
ТП8	586,29	216,89	625,12
ТП9	817,9	358,87	893,17
ТП10	1036,3	339,8	1090,59
ТП11	954,79	407,94	1038,29

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

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

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (17)$$

где $K_3 = 0,75$ – 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 [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (18)$$

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

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

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

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчA} = \frac{\sqrt{497,394^2 + 183,191^2}}{0,75 \cdot 2} = 353,371 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 400 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{497,394^2 + 183,191^2}}{400} = 1,325 \leq 1,5$$

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	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	497,39	183,19	353,37	400	0,663	1,325	ТМГ 400/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	547,93	185,4	385,631	400	0,723	1,446	ТМГ 400/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	598,7	194,98	419,79	630	0,5	1	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	706,5	265,08	503,063	630	0,599	1,198	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП5	748,2	296,7	536,59	630	0,64	1,278	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП6	1200,6	337,05	831,367	1000	0,62	1,247	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП7	952,19	370,46	681,15	1000	0,5	1,022	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП8	586,29	216,89	416,752	630	0,496	0,992	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП9	817,9	358,87	595,444	630	0,709	1,418	ТМГ 630/10-У1 (ХЛ1)
ТП10	1036,3	339,8	727,068	1000	0,545	1,09	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП11	954,79	407,94	692,19	1000	0,52	1,038	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ и КТПБ. 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:

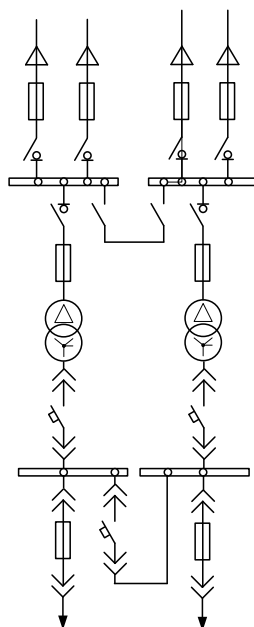


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

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 - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

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

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

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 ТП1-3-4-5-8 по формулам:

$$\Delta P = \frac{167,7^2 \cdot 0,193 + 89,662^2 \cdot 0,193}{0,4^2} = 8,726 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta W = 8,726 \cdot 1098 = 9,581 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

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	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1 3...5-8	167,724	89,662	95	0,193	0,081	8,726	3,662	9,581
ТП1 9...13	133,37	43,829	50	0,36	0,087	17,737	4,286	19,475
ТП1 7	196,3	49,7	95	0,193	0,081	19,784	8,3	21,723
ТП2 1-2	306,75	116,88	120	0,158	0,06	42,563	12,217	46,735
ТП2 15	226,03	62,56	95	0,193	0,081	26,539	11,138	29,139
ТП2 14-16...18	15,15	5,961	10	1,79	0,099	1,186	0,065	1,302
ТП3 19-24-25-31-32	301,192	83,467	120	0,158	0,06	48,231	18,376	52,957
ТП3 20-23-26	53,2	10,64	25	0,727	0,091	2,674	0,334	2,936
ТП3 21-22-27	33,566	8,668	16	1,12	0,093	2,523	0,209	2,771
ТП3 28...30	210,78	92,205	95	0,193	0,081	19,154	8,038	21,031

Продолжение таблицы 7.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП4 41-44...47	39,8	15,184	16	1,12	0,093	3,81	0,316	4,184
ТП4 33-34-40	459,4	196,8	240	0,078	0,059	36,530	27,491	40,110
ТП4 48	207,3	53,1	95	0,193	0,081	16,571	6,954	18,195
ТП5 50...52	370,3	209,56	185	0,099	0,059	33,639	20,027	36,935
ТП5 35...39- 42-43	128,8	25,76	50	0,36	0,087	11,645	2,814	12,787
ТП5 49	249,1	61,4	95	0,193	0,081	31,758	13,328	34,870
ТП6 65...68	267,228	78,382	120	0,158	0,06	30,634	11,671	33,636
ТП6 54-55	34694	78,85	150	0,124	0,059	39,241	18,671	43,086
ТП6 53	280,8	79,6	120	0,158	0,06	25,235	9,615	27,709
ТП6 58-61-62- 64	254,32	73,369	120	0,158	0,06	20,755	7,908	22,789
ТП6 59-60-63	51,35	26,848	25	0,727	0,091	3,051	0,381	3,350
ТП7 72	540,4	244,3	240	0,078	0,059	34,292	25,807	37,652
ТП7 73-57-56	246,545	87,57	120	0,158	0,06	13,519	5,151	14,844
ТП7 69...71-74	165,247	38,595	70	0,268	0,085	14,470	4,589	15,888
ТП8 75	279	107,2	120	0,158	0,059	26,464	10,083	29,058
ТП8 76...81	77,203	30,035	35	0,524	0,089	6,742	1,145	7,403
ТП8 82-88...91	65,296	21,71	25	0,727	0,091	4,302	0,538	4,725
ТП8 83-87-92	111,6	47,3	50	0,36	0,087	9,916	2,396	10,888
ТП8 84...86	53,2	1064	25	0,727	0,091	4,012	0,502	4,405
ТП9 93	259,2	77,5	120	0,158	0,06	21,682	8,261	23,807
ТП9 94-96...98	112	49,03	50	0,36	0,087	10,089	2,438	11,078
ТП9 95- 99...101	43,77	18,486	25	0,727	0,091	3,077	0,385	3,378
ТП9 102...104	326,43	174,93	150	0,124	0,059	31,889	15,172	35,014
ТП9 105-106	76,5	38,92	35	0,524	0,089	7,238	1,229	7,947

Продолжение таблицы 7.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП10 108	523,5	185,9	240	0,078	0,059	60,179	45,288	66,076
ТП10 107- 109...111	78,4	15,68	35	0,524	0,089	8,374	1,422	9,194
ТП10 112- 116-117-119- 123	64,4	12,88	25	0,727	0,091	5,879	0,735	6,455
ТП10 113	289,3	109,2	120	0,158	0,06	37,769	14,390	41,470
ТП10 114- 115-118	39,2	7,84	16	1,12	0,093	3,356	0,278	3,684
ТП10 120...122	41,5	8,345	16	1,12	0,093	5,017	0,416	5,508
ТП11 127	300	114	120	0,158	0,06	20,341	7,750	22,335
ТП11 124-125	149,98	85,52	70	0,268	0,085	9,985	3,167	10,964
ТП11 126- 129-130	104,43	29,159	50	0,36	0,087	5,290	1,278	5,808
ТП11 128-131	400,38	179,26	185	0,099	0,059	23,838	14,192	26,174

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.L.}^2 R + Q_{P.L.}^2 R)}{U^2} \quad (24)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.L.}^2 X + Q_{P.L.}^2 X)}{U^2} \quad (25)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_T , кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	497,39	183,19	400	5,253	3,652
ТП2	547,93	185,4	400	6,257	4,349
ТП3	598,7	194,98	630	7,414	5,154
ТП4	706,5	265,08	630	10,648	7,402
ТП5	748,2	296,7	630	12,114	8,421
ТП6	1200,6	337,05	1000	18,972	83,199
ТП7	952,19	370,46	1000	12,735	55,849
ТП8	586,29	216,89	630	7,307	5,080
ТП9	817,9	358,87	630	14,917	10,370
ТП10	1036,3	339,8	1000	14,510	63,633
ТП11	954,79	407,94	1000	13,152	57,675

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 петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

6.1 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.

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

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

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	497,39	183,19	5,253	3,652	502,648	186,843
ТП2	547,93	185,4	6,257	4,349	554,187	189,751
ТП3	598,7	194,98	7,414	5,154	606,153	200,135
ТП4	706,5	265,08	10,648	7,402	717,148	272,486
ТП5	748,2	296,7	12,114	8,421	760,315	305,142
142ТП6	1200,6	337,05	18,972	83,199	1219,611	420,249
ТП7	952,19	370,46	12,735	55,849	964,928	426,314
ТП8	586,29	216,89	7,307	5,080	593,607	221,965
ТП9	817,9	358,87	14,917	10,370	832,818	369,237

1	2	3	4	5	6	7
ТП10	1036,3	339,8	14,510	63,633	1050,811	403,479
ТП11	954,79	407,94	13,152	57,675	967,942	465,614

6.2 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 таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.11} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (28)$$

$$Q_{Л.11} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (29)$$

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

$$P_{Л.11} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 502,6 + 554,187 + 606,15 + 717,15 + 760,3 + \\ +1219,6 + 964,93 + 593,61 + 832,82 + \\ +1050,8 + 967,9 \end{array} \right) = 6139,116 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л.11} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 186,8 + 189,75 + 200,14 + 272,49 + 305,14 + \\ +420,25 + 426,314 + 221,965 + 369,237 + \\ +403,479 + 465,614 \end{array} \right) = 6139,116 \text{ квар},$$

$$S_{Л.11} = \sqrt{6139,116^2 + 2422,85^2} = 6599,92 \text{ кВА}.$$

6.3 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 курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (30)$$

где $N_{Ц}$ – количество цепей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [5].

Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (31)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (32)$$

где K – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]), $K=1,29$.

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

В курсовом проекте используем кабель марки ПВГ 3х50 – силовой кабель, с медными жилами, с изоляцией из полиэтилена, в ПВХ оболочке.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P _{ij} кВт	Q _{ij} квар	I _{расч} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8
РП-ТП5	490	5080	2035	157,88	309,6	95	ПВГ
ТП5-ТП4	130	4320	1730	134,34	259,29	70	ПВГ
ТП4-ТП6	490	3603	1458	112,198	259,29	70	ПВГ
ТП6-ТП7	200	2383	1038	75,37	259,29	7	ПВГ
ТП7-ТП11	170	1418	611,3	44,585	259,29	70	ПВГ
ТП11-ТП10	170	450,4	145,65	13,666	259,29	70	ПВГ
ТП10-ТП9	90	600,4	257,8	18,862	259,29	70	ПВГ
ТП9-ТП8	290	1433	627,07	45,16	259,29	70	ПВГ
ТП8-ТП1	250	2027	849,03	63,435	259,29	70	ПВГ
ТП1-ТП2	490	2529	1036	78,905	259,29	70	ПВГ
ТП2-ТП3	550	3084	1226	95,791	259,29	70	ПВГ
ТП3-РП	130	3690	1426	114,191	309,6	95	ПВГ

6.5 Расчет электрических нагрузок 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
1	2	3	4	5	6
РП-ТП5	490	5080	2035	11,8	6,065
ТП5-ТП4	130	4320	1730	5,63	2,336
ТП4-ТП6	490	3603	1458	2,086	6,143
ТП6-ТП7	200	2383	1038	2,702	1,121
ТП7-ТП11	170	1418	611,3	0,811	0,336
ТП11-ТП10	170	450,4	145,65	0,076	0,013
ТП10-ТП9	90	600,4	257,8	0,077	0,032
ТП9-ТП8	290	1433	627,07	1,419	0,589
ТП8-ТП1	250	2027	849,03	2,414	1,002
ТП1-ТП2	490	2529	1036	7,321	3,038
ТП2-ТП3	550	3084	1226	12,112	5,026
ТП3-РП	130	3690	1426	3,213	1,647

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

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

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

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(11,8 + 5,63 + 2,086 + 2,702 + 0,811 + 0,076 + \right. \\ \left. + 0,077 + 1,419 + 2,414 + 7,321 + 12,112 \right) = 49,697,$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \begin{pmatrix} 6,065 + 2,336 + 6,143 + 1,121 + 0,336 + \\ +0,013 + 0,032 + 0,589 + 1,002 + 3,038 + \\ +5,026 + 1,647 \end{pmatrix} = 27,371.$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{PI.11} = P_{JI.11} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (35)$$

$$Q_{PI.11} = Q_{JI.11} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (36)$$

$$P_{PI.11} = 6139 + 49,697 = 6188,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{PI.11} = 2423 + 27,37 = 2450,22 \text{ квар.}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{P.Tr.PI} = \frac{\sqrt{(6189)^2 + (2450)^2}}{0,75 \cdot 2} = 4437,467 \text{ кВА.}$$

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор ТМ 6300/35 из [14] по условию:

$$6300 \geq 4437,467 ;$$

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(6188)^2 + (2450)^2}}{6300 \cdot 2} = 0,528.$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(6188)^2 + (2450)^2}}{6300 \cdot 1} = 1,057.$$

По полученным коэффициентам загрузки делаем вывод, что трансформаторы выбраны правильно.

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, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

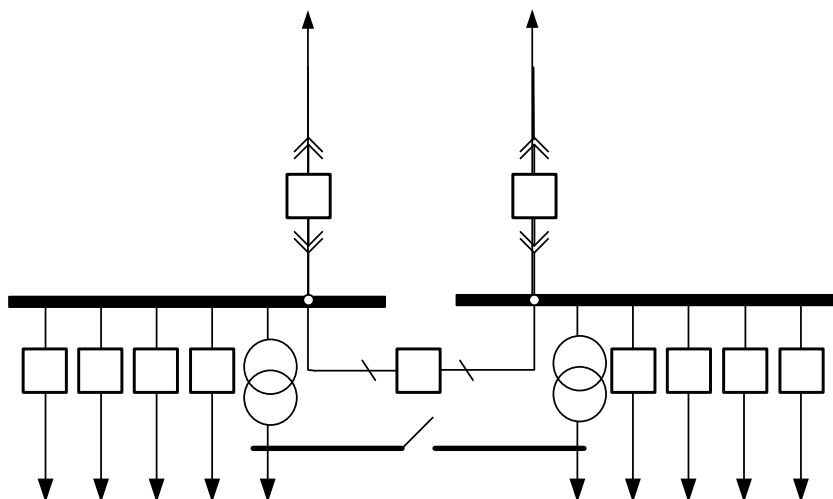


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

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 $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

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:

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

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:

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

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (41)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (42)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

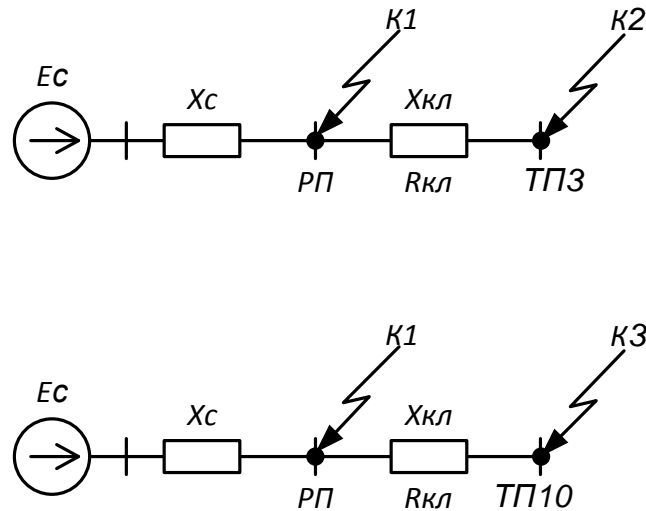


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

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

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сис})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,303 + 0,052)^2 + 0,039^2} = 0,357 \text{ Ом}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,357} = 16,996 \text{ кА}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16,996 = 14,719 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,38}{314 \cdot 0,103} = 0,012$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,012}} = 1,427$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,427 \cdot 16,996 = 34,299 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	16,996	14,719	0,012	1,427	34,299
К2	19,491	16,88	0,019	1,594	43,935
К3	6,454	5,589	0,002	1,006	9,178

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:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (43)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (44)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} \quad (45)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}}, \quad (46)$$

где $U_{к.р.\%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а. \%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (47)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (48)$$

где r_{ϕ}, x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N, x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП6, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

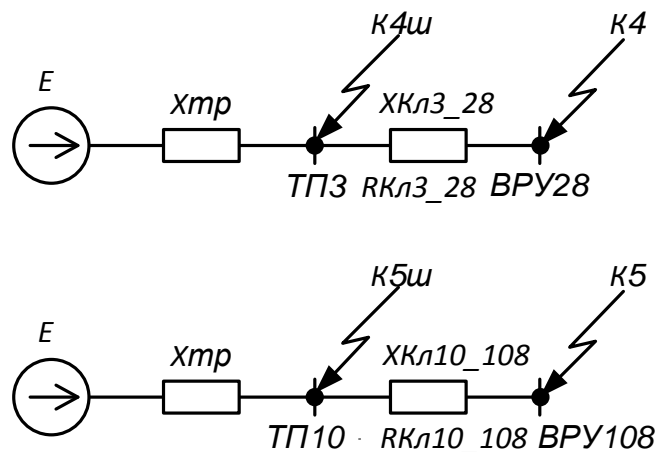


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 13,943 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = 0,622 \text{ Ом}$$

$$z_{4ш} = \sqrt{(0,667 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 14,002$$

$$I_{ки}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,002} = 16,493 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2}$$

$$z_4 = \sqrt{(0,667 + 0,622 + 0,0000602)^2 + (13,943 + 0,003)^2} = 14,005$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,005} = 16,489$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{КЛН} + 3 \cdot x_{TP} + 2 \cdot x_{КЛ})^2 + (r_{КЛН} + 3 \cdot r_{TP} + 2 \cdot r_{КЛ})^2}$$

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,003 + 0,0003)^2} = 41,877$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,9$$

$$I_{ки}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,9} = 7,381 \text{ кА.}$$

$$I_{к}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,877} = 16,544$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

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

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(1)}$, кА
К4ш	16,943	7,381

Продолжение таблицы 13.

К4	16,489	16,544
К5ш	16,493	7,381
К5	16,478	16,535

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

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.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (49)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (50)$$

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

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (51)$$

где C_m - коэффициент взятый для медных кабелей, $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$.

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП4-48.

$$B_k = 5,97^2 \cdot \left[0,1 + 0,0038 \cdot \left(1 - e^{-\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0038}} \right) \right] = 3,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{3,7 \cdot 10^3}{94}} = 6,27 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $70 \text{ мм}^2 > 6,27 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель

проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше 6,27 мм².

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 $\pm 5\%$ в нормальном режиме, и $\pm 10\%$ 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	$I_{\text{дл.доп.}}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
РП-ТП5	309,6	0,193	0,081	490	11,8	0,14
ТП5-ТП4	259,29	0,268	0,085	130	5,63	0,085
ТП4-ТП6	259,29	0,268	0,085	490	2,086	0,266
ТП6-ТП7	259,29	0,268	0,085	200	2,702	0,073
ТП7-ТП11	259,29	0,268	0,085	170	0,811	0,037
ТП11-ТП10	259,29	0,268	0,085	170	0,076	0,011
ТП10-ТП9	259,29	0,268	0,085	90	0,077	0,008
ТП9-ТП8	259,29	0,268	0,085	290	1,419	0,063
ТП8-ТП1	259,29	0,268	0,085	250	2,414	0,077
ТП1-ТП2	259,29	0,268	0,085	490	7,321	0,187
ТП2-ТП3	259,29	0,268	0,085	550	12,112	0,255
ТП3-РП	309,6	0,193	0,081	130	3,213	0,053

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 РП1.

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.

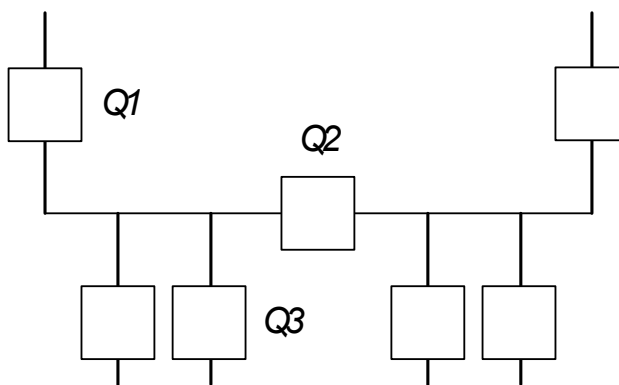


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6656,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 192,148 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{52}$$

2) По длительному току:

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (53)$$

3) По отключающей способности:

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

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

$$8,53 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ноК1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (55)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,015$ с.

$$B_K = 8,53^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 91,68 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к.в}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (56)$$

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

$$B_K \leq B_{\text{к.в}}.$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА,} \quad (57)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40$ %;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \quad (58)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,53 = 12,06 \text{ кА.}$$

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	
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{рmax}} = 192,148 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{уд}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 91,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{но}} = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
$I_{\text{нт}} = 8,53 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
$i_{\text{ат}} = 12,06 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

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.

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (59)$$

где $K_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bк \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (60)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (61)$$

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 :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (62)$$

Выбираем ТЛМ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 300 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:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_{2Н}^2}, \quad (63)$$

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:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (64)$$

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.

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

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

Сопротивление контактов:

$$r_{\text{КОНТ}} = 0,01 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

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

$$B_{к} \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 192,148 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{кp} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кH} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кH} \geq B_{кp}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

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:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (65)$$

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	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

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
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

11.4 Выбор и проверка сборных шин

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.

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

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3328,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 192,148 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДЗ1Т сечением $h = 3 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

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

$$I_{п.о.} = 8,53 \text{ кА}; \quad i_y = 11,3 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,53^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 5,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{5,75 \cdot 10^3}}{82} = 29,24, \quad (66)$$

где $C_T = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – для алюминия.

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

$$29,24 < 75 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц.} \quad (67)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4 \quad (68)$$

где q – поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2$).

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

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{11306^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 27,68 \text{ Н / м} \quad (69)$$

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

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{27,68 \cdot 1,2^2}{10} = 7,99 \text{ Н / м.} \quad (70)$$

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

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

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{7,99}{1,8} = 4,43 \text{ МПа.} \quad (71)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (72)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{\text{дон}} = 89 \text{ МПа}$$

Условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{дон}}$ 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
$I_{\text{max}} = 192,148 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} = 250 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{min}} = 29,24 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 4,43 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

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

По номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$,

По допустимой нагрузке $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{дон}}$,

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

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

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

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$.

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

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

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

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

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

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

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

После выбора предохранителя 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:

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

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

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

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

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

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

11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

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

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП1	530,056	496,92	630	ВА53-41
ТП2	587,447	478,04	630	ВА53-41
ТП3	629,686	571,77	630	ВА53-41
ТП4	754,594	797,63	800	ВА53-41
ТП5	804,889	695,21	630	ВА53-41
ТП6	1247,05	914,6	1000	ВА53-43
ТП7	1021,7	907,51	1000	ВА53-43
ТП8	625,128	690,47	1000	ВА53-43
ТП9	893,166	743,98	800	ВА53-41
ТП10	1090,6	899,4	1000	ВА53-43
ТП11	1038,286	923,75	1000	ВА53-43

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

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1. Основные требования и особенности выполнения защит в городских электросетях

К релейной защите, при поставленной задаче, предъявляются следующие основные требования: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность. Также, кроме этих требований устройства релейной защиты, применяемые в электрических сетях, должны быть максимально просты, экономичны и удобны в эксплуатации.

Несмотря на то, что в нынешнее время широко применяются полупроводниковые реле и устройства защиты для увеличения ее чувствительности, снижения времени действия, обеспечения селективности и надежности защиты, например, в секционированных сетях с сетевым резервированием, все-таки следует также использовать традиционные устройства релейной защиты с электромеханическими реле.

Следует учесть и то, что эти защиты пока дешевле полупроводниковых устройств, а также имеется большой опыт их обслуживания и т. д. Поэтому в электрических сетях в ближайшие годы будут применяться как электромеханические, так и полупроводниковые устройства защиты.

Основными особенностями городских электрических сетей, с точки зрения обеспечения их защитой, являются: внушающий уровень токов КЗ, которые, как бы этого не хотелось, очень часто не соизмеримы с максимальными рабочими токами, трудности согласования характеристик устройств релейной защиты отходящих от подстанции линий и характеристик предохранителей, защищающих силовые трансформаторы. В электрических сетях напряжением 0,38 кВ, которые осуществляют питание большого числа однофазных токоприемников, что, как известно, приводит к несимметрии нагрузки по фазам, а это приводит к прохождению значительного тока в нулевом проводе до 40% фазного тока.

12.2. Защита электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Вводы трансформаторов, а также воздушные линии 0,38 кВ, которые отходят от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, защищаются от КЗ автоматическими выключателями, в нашем случае это выключатели типа ВА43.

Защита автоматическими выключателями выполнена со встроенными тепловыми электромагнитными расцепителями, и расцепителями в нулевом проводе, а также с выключателями, имеющими, кроме электромагнитного расцепителя тока, еще и независимый расцепитель. Защита от однофазных замыканий осуществляется с помощью токового реле РЭ-571Т в нулевом проводе, которое действует на независимый расцепитель автомата.

12.3. Защита распределительных сетей 10 кВ

Согласно требованиям [1], первая ступень защиты выполняется в виде токовой отсечки (МТО), а вторая в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. Они выполняются микропроцессорным устройством защиты Сириус-2-Л, предназначенным для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры, наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с

представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу [13].

12.3.1. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{нагр}; \quad (79)$$

где K_z , $K_{сзап}$, K_v – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_z=1,2$, $K_n=1,2$ и $K_v=0,85$ для Сириус – 2Л).

$I_{нагр.}$ - ток протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, [1]:

$$I_{нагр} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (80)$$

$$I_{нагр} = \frac{3272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,9 \text{ A};$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 188,9 = 320,03 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \quad (81)$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ср} = \frac{320,03}{400/5} = 4 \text{ A}.$$

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{c.p} = \frac{400/5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ A.}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_k^{(2)} = 3,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,65 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{2600}{400} = 6,5 > 1,5.$$

12.3.2 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [1]:

$$I_{c.то} = I_k^{(3)} \cdot k_n, \tag{82}$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_k^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{c.то} = 3,07 \cdot 1,2 = 3,67 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [1]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_n^{(2)}}{I_{c.то}} \geq 2, \tag{83}$$

где $I_n^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ:

$$I_k^{(2)} = 5,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,1 \text{ кА}; \tag{84}$$

$$k_{ч2.то} = \frac{5,1}{3,68} = 1,38 \geq 2.$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к $K_{ч} < 2$.

12.4 Автоматический ввод резерва

В выпускной квалификационной работе предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР), устанавливаются на подстанциях и РП (в наше случае), для которых предусмотрены два источника питания, работающих отдельно в нормальном режиме.

Назначение АВР является осуществление максимально возможного быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в процессе электрообеспечения потребителя.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

- обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;
- действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;
- не допускать включения резервного источника на КЗ;
- исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;
- не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

12.5 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однострансформаторных ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

13.1 Расчет заземления распределительной подстанции

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_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Произведем расчет заземления распределительной подстанции.

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/:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (85)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (86)$$

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:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (87)$$

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

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

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

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{720,5^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 3,51 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{IP} + S_{CP}), \quad (88)$$

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

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (89)$$

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

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

$$F_{КОР} = 3,13 \cdot 7,10 \cdot (12 + 7,10) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{T.C}, \quad (90)$$

$$F_{\phi} = 427 + 3,51 = 430,4 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (91)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{430,5}{3,14}} = 11,69 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

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

$$L_r = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (92)$$

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

$$L_r = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45+2 \cdot 1,5) + \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36+2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

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

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (93)$$

$$m = \frac{623,8}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (94)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,968 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

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

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,82.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Т.к. место, где расположена подстанция, грунты такие: песчано-глинистые и щербисто-древесные.

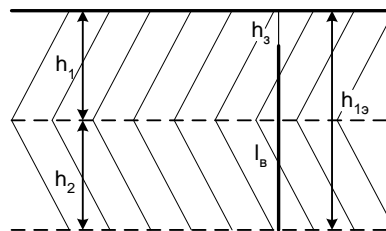


Рисунок 7 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (97)$$

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

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

$$\rho_{1Э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,11 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

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

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B \quad ; \quad (98)$$

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

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом·м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (99)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,78 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

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

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,11}{48,8} = 4,37.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3 /13/$,

откуда $\rho_{ЭКВ} = 146,39$ Ом·м.

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (100)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (101)$$

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

$$R_{ЭГ} = \frac{146,3}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,4}{\sqrt{2 \cdot 0,023 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (102)$$

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

$$R_{СТ} = \frac{35,18 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,18)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{ИВ} = \alpha_{И} \cdot R_{ЭВ}, \quad (103)$$

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

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

$$R_{И} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (104)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{ИВ} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,617 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{Г}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}}, \quad (105)$$

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

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

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{l_{Г}}{r} - 0,31). \quad (106)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,608 \text{ мкГн/м;}$$

$$\alpha_{И} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{ИГ} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})}, \quad (107)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,617}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,907 + 15 \cdot 1,617)} = 0,0516 \text{ Ом.}$$

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

13.2 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.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Для защиты распределительной подстанции от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 15 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (109)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{ЭФ1}} = h_{\text{ЭФ2}} = h_{\text{ЭФ3}} = h_{\text{ЭФ4}} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}.$$

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

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (110)$$

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

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{7}{12,75}\right) = 7,2 \text{ м.}$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CF} - h_i}{h_i}\right), \quad (111)$$

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:

$$h_{CF} = h_{ЭФ} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (112)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $2h < L_{M-M} \leq 4h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right). \quad (113)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, а также 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 36 м.

$$h_{CF} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36 - 15) = 9,07 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (36 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 14,69 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 14,7 \cdot \left(\frac{9,08 - 7}{9,08}\right) = 3,368 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, а также между 2 и 4, расстояние между которыми одинаково равно 45 м:

$$h_{CF} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (45 - 15) = 7,5 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 12,8 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 12,8 \cdot \left(\frac{7,5 - 7}{7,5} \right) = 0,8 \text{ м.}$$

Т.е. была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

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 дуговых 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:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (114)$$

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

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

$$I_{\text{емк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 7,6}{10} \right) = 9,5 \text{ A.}$$

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

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 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

15.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{ЛΣ} + K_{обΣ},$$

(115)

где $K_{ЛΣ}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

15.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{КЛ} \cdot k_{уд}) + K_{сmp}, \quad (116)$$

где $k_{уд}$ – удельная стоимость 1 м линии;

$K_{сmp}$ – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{пит.л.} = 3751000 + 45000 = 3796000 \text{ руб.}$$

16.1.2 Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор.\Sigma} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (117)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ $K_{смп} = 45000$ руб., [14];

$K_{пр}$ – прочие затраты, $K_{пр} = 5000$ руб., [13].

$$K_{обор.\Sigma} = 751000 + 1509000 + 310000 + 23220 + 45000 + 5000 = 2643220 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле

(115):

$$K_{обор.\Sigma} = 3796000 + 2643220 = 6439220 \text{ руб.}$$

15.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}} = \frac{5667462}{20} = 283373,1 \text{ руб.};$$

$$I_A = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}} = \frac{6439220}{20} = 321961 \text{ руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (83)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования, [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 611822 + 0,037 \cdot 5055640 = 189506,68 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (84)$$

где $\Delta W = 363167,76$ кВт·ч – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064$ руб/(кВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 363167,76 \cdot 0,064 = 23242,73 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 189506,88 + 283373,1 + 23242,73 = 496122,71 \text{ руб.}$$

14.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (85)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,0825$);

$$Z = 0,0825 \cdot 5667462 + 496122,71 = 963688,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W},$$

(86)

где W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.год} \cdot T_{Г}, \quad (87)$$

где $\Sigma P_{cp.год}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33,44 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \quad (88)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{496122,71}{33,4 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

14.4 Техничко-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{расчТП}$	кВт	9617
Расчетная мощность всех домов	$P_{расчВРУ}$	кВт	9448,15
Полная мощность РП	$S_{расчРП}$	кВА	3958,55/3224,16
Напряжение сети	$U_{ном}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\text{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	5 667 462
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	363 167,76
Удельная стоимость потерь	$C_{потерь}$	руб/кВт·ч	0,01

электроэнергии			
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,015
Приведенные затраты	З	руб/год	963 688,32

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модернизация системы городской распределительной сети дает возможность решать задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

В ходе выполнения бакалаврского проекта была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

Были освоены многие моменты проектирования, которые требовали принятия определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

Выполнение таких проектов в учебных целях дает большое подкрепление имеющихся и вновь полученных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.
- 9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 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. – 189с.

12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.