

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: Реконструкция системы электроснабжения района города Благовещенска, ограниченного улицами Ленина – Театральная – Чайковского – Горького.

Исполнитель

студент группы 242 об4

подпись, дата

В.В. Коновалов

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

И.В. Наумов

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Курсовой проект содержит 80 с., 6 рисунков, 88 формул, 22 таблицы, 12 использованных источников.

ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ.

В данном курсовом проекте была спроектирована схема электроснабжения 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 необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провести расчет технико-экономических показателей проекта, выбор уставок РЗА, а также построение карту селективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Краткая характеристика жилого района	9
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	10
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	10
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	10
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	12
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	12
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	12
2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта	14
2.2.3 Расчет осветительной нагрузки	15
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	16
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	17
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	18
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	21
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	22
4 Выбор схемы и конструкции ТП	24
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	25
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	28
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	28
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	28
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	29
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	30
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	31
7 Выбор схемы и конструкции РП	34

8	Расчет токов КЗ	36
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	36
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	38
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	42
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	44
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	45
11.1	Выбор и проверка выключателей	45
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	48
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	52
11.4	Выбор и проверка сборных шин	53
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	57
11.6	Выбор и проверка предохранителей	58
11.7	Выбор и проверка автоматических выключателей	59
12	Согласование защит и карта селективности	61
13	Расчет емкостных токов замыкания на землю	62
14	Технико-экономические показатели проекта	64
14.1	Расчет капиталовложений	64
14.1.1	Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий	64
14.1.2	Расчет капиталовложений оборудования	64
14.2	Расчет эксплуатационных затрат	65
14.3	Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии	66
14.4	Технико-экономические показатели проекта	67
	Заключение	69
	Библиографический список	70
	Приложение А. Расчет в Mathcad 15 токов КЗ	80
	Приложение Б. Расчет в Mathcad 15 электроснабжения района города	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

РП – распределительный пункт;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КРМ – компенсация реактивной мощности.

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 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

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 Ленина – Театральная - Горького – Чайковского расположен в центре города Благовещенска и является одной из его селитебных зон. Естественно, это благотворно влияет на экологию района: экологическая обстановка здесь достаточно хорошая. 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:

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

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

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

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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 №20.

$$P_{кв} = 1,05 \cdot 56 = 58,8 \text{ кВт};$$

$$P_{p.ж.д} = 58,8 \text{ кВт};$$

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.

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 для расчета электрической нагрузки торгового центра встроенного в здание № 32.

$$P_{\text{р.общ.зд}} = 0,25 \cdot 600 = 150 \text{ кВт},$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами Театральная - Ленина - Чайковского - Горького:

№	Объект	Rуд	n	P	tg	Q	Rздmax	Qздmax	S
1	2	3	4	5	7	8	9	11	12
1	жилой дом 4 эт. 2 под.	1,3	32	41,6	0,29	12,064	53,6	15,064	55,6766028
	1 эт. Парикмахерская	1,5	6	9	0,25	2,25			
	1 эт. Парикмахерская	1,5	4	6	0,25	1,5			
2	жилой дом 5 эт. 6 под.	0,95	95	90,25	0,29	26,1725	103,29	30,6997	107,755722
	Аптека 1эт.	0,16	55	8,8	0,43	3,784			
	Парикмахерская 1эт.	1,5	5	7,5	0,25	1,875			
3	Общежитие	0,34	300	102	0,48	48,96	102	48,96	113,141865
4	Гостиница 4эт	0,46	200	92	0,62	57,04	136,15	39,9325	141,88526
	сту	5	3	13,5	0,75	10,125			
	Аптека 1эт.	0,16	80	12,8	0,43	5,504			
	Аптека 1эт.	0,16	170	27,2	0,43	11,696			
5	Следственный комитет	0,054	425	22,95	0,57	13,0815	22,95	13,0815	26,416437
6	Миграционная служба	0,054	400	21,6	0,57	12,312	21,6	12,312	24,8625289
7	Дошкольное учреждение 3эт	0,46	180	82,8	0,25	20,7	82,8	20,7	85,3482865
8	жилой дом 2 эт. 2под.	2	12	24	0,29	6,96	24	6,96	24,9888295
9	жилой дом 5 эт. 3под.	1,05	60	63	0,29	18,27	70,56	21,5208	73,768953
	Детская поликлиника	0,36	30	10,8	0,43	4,644			
10	Станция перелевания крови 3эт.	0,36	100	36	0,43	15,48	36	15,48	39,1871203
11	Хозяйственный корпус 1эт.	0,5	40	20	0,25	5	20	5	20,6155281
12	Хозяйственный корпус 1эт.	0,5	50	25	0,25	6,25	25	6,25	25,7694102

Продолжение таблицы 1.

13	Склад 2эт.	0,5	80	40	0,25	10	40	10	41,231056
14	жилой дом 5эт. 4 под.	0,95	76	72,2	0,29	20,938	91,448	30,0824	96,268816
	Участковый пункт полиции	0,054	30	1,62	0,57	0,9234			
	Продуктовый магазин	0,25	55	13,75	0,75	10,312 5			
	Библиотека	0,46	45	20,7	0,25	5,175			
15	жилой дом 5эт. 3 под.	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,595677
16	жилой дом 5эт. 7 под.	0,81	138	111,78	0,29	32,416 2	130,42	40,4314	136,54330
	Аптека 1эт.	0,16	45	7,2	0,43	3,096			
	Бар	0,46	40	18,4	0,43	7,912			
17	Жилой дом 5 эт. 4 под.	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,595677
18	Жилой дом 5эт. 4 под.	0,95	62	58,9	0,29	17,081	122,11	38,3294	127,98435 5
	Отделение полиции	0,054	800	43,2	0,57	24,624			
	Продуктовый магазин	0,23	75	17,25	0,7	12,075			
	Бар	0,46	30	13,8	0,43	5,934			
19	Развлекательно е заведение 3эт	0,46	800	368	0,43	158,24	368	158,24	400,57945 2
20	Жилой дом 5 эт 4 под	1,05	56	58,8	0,29	17,052	178,8	84,552	197,78392 4
	Торговый центр 1 эт	0,25	600	150	0,75	112,5			
21	Жилой дом 5эт 5 под	0,85	98	83,3	0,29	24,157	95,096	32,4014	100,46440 8
	Банк	0,054	30	1,62	0,57	0,9234			
	Продуктовый магазин	0,25	70	17,5	0,75	13,125			
22	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	98	83,3	0,29	24,157	83,3	24,157	86,732062 4

Продолжение таблицы 1.

23	Жилой дом 5 эт 3 под	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,5956774
24	Гараж	0,5	5	2,5	0,25	0,625	2,5	0,625	2,57694102
25	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	100	85	0,29	24,65	85	24,65	88,5021045
26	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	95	80, 75	0,29	23,4175	80,75	23,4175	84,0769993
27	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	100	85	0,29	24,65	85	24,65	88,5021045
28	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	100	85	0,29	24,65	85	24,65	88,5021045
29	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	100	85	0,29	24,65	85	24,65	88,5021045
30	Жилой дом 5 эт 5 под	0,85	100	85	0,29	24,65	85	24,65	88,5021045
31	Жилой дом 5 эт 4 под	0,85	80	68	0,29	19,72	76,85	26,3575	81,2443248
	Продовольствен ный магазин	0,25	59	14, 75	0,75	11,0625			
32	Жилой дом 5 эт 13 под	0,74	254	187, 96	0,29	54,5084	207,6 58	67,8693	218,467575
	Прод магазин	0,25	60	15	0,75	11,25			
	Прод магазин	0,25	35	8,7 5	0,75	6,5625			
	Страховая компания	0,054	30	1,6 2	0,57	0,9234			
	Магазин камня	0,16	50	8	0,48	3,84			
33	Жилой дом 5 эт 3 под	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,5956774
34	Жилой дом 2 эт 1 под	2,9	8	23, 2	0,29	6,728	23,2	6,728	24,1558685
35	Детский сад 2 эт	0,46	200	92	0,25	23	92	23	94,8314294
36- 44	Гараж	0,5	50	25	0,25	6,25	25	6,25	25,7694102
45	Жилой дом 2 эт 1 под	2,9	8	23, 2	0,29	6,728	23,2	6,728	24,1558685

Продолжение таблицы 1.

46	Жилой дом 5 эт 7 под	1,5	93	139, 5	0,29	40,45 5	145,116	45,2567	152,009278
	Офис	0,05 4	260	14,0 4	0,57	8,002 8			
47	Жилой дом 5 эт 7 под	0,85	100	85	0,29	24,65	91	31,0522	96,1521794
	Парикмахерская 1эт.	1,5	5	7,5	0,25	1,875			
48	Жилой дом 2 эт 2 под	2,9	8	23,2	0,29	6,728	23,2	6,728	24,1558685
49	Частный дом	10	1	10	0,2	2	10	2	10,198039
50	Продуктовый магазин	0,25	300	75	0,75	56,25	70,76	39,385	80,9824415
	Детский клуб	0,46	70	32,2	0,25	8,05			
51	Школа №12	0,25	1100	275	0,38	104,5	275	104,5	294,185741
52	Общежитие 5 эт	0,34	400	136	0,48	65,28	136	65,28	150,85582
53	Жилой дом 5 эт 3 под	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,5956774
54- 60	Гараж	0,5	35	17,5	0,25	4,375	17,5	4,375	18,0385871
61	Жилой дом 5 эт 4 под	0,85	80	68	0,29	19,72	68	19,72	70,8016836
62	Жилой дом 5 эт 3 под	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,5956774
63	Жилой дом 5 эт 3 под	1,05	60	63	0,29	18,27	63	18,27	65,5956774
64	Жилой дом 5 эт 8 под	0,85	100	85	0,29	24,65	94,75	31,9625	99,9958194
	Прод магазин	0,25	65	16,2 5	0,75	12,18 75			
65	Административн ое здание(памятник архитектуры) 6 эт	0,05 4	500	27	0,57	15,39	27	15,39	31,0781611
66	Жилой дом 5 эт 6 под	0,85	100	85	0,29	24,65	98,44	31,1012	103,236225
	Зоотовары	0,16	50	8	0,48	3,84			
	Торговая компания	0,16	90	14,4	0,48	6,912			

Продолжение таблицы 1.

67	Жилой дом 5 эт 3 под	3,3	35	115, 5	0,2 9	33,495	156,36	51,631 8	164,6641 81
	Языковая школа	0,15	60	9	0,4 3	3,87			
	Магазин	0,16	120	19,2	0,4 8	9,216			
	Компьютерный магазин	0,16	110	17,6	0,4 8	8,448			
	Мебельный магазин	0,16	130	20,8	0,4 8	9,984			
68	Колледж строительства	0,25	900	225	0,3 8	85,5	225	85,5	240,6974 24
69	МТС 6 эт	0,05 4	130 0	70,2	0,5 7	40,014	70,2	40,014	80,80321 9
70	Административн ое здание 9 эт	0,05 4	350 0	189	0,4 8	90,72	200,52	105,69 6	226,6713 81
	Лифт	8	2	12,8	1,1 7	14,976			
71- 76	Гараж	0,5	60	30	0,2 5	7,5	30	7,5	30,92329 22
77	Общежитие 5 эт	0,34	400	136	0,4 8	65,28	136	65,28	150,8558 2
78	ВУЗ 3 эт	0,15	400	60	0,4 3	25,8	60	25,8	65,31186 72
79	Общежитие 5 эт	0,34	600	204	0,4 8	97,92	204	97,92	226,2837 3
80	Жилой дом 5 эт 4 под	1,05	65	68,2 5	0,2 9	19,792 5	86,25	33,292 5	92,45243 67
	сту	5	4	20	0,7 5	15			
81	АмГУ 1 эт	0,15	200	30	0,4 3	12,9	30	12,9	32,65593 36
82	Общежитие 4 эт	0,34	600	204	0,4 8	97,92	204	97,92	226,2837 3
83	Жилой дом 5 эт 4 под	0,95	76	72,2	0,2 9	20,938	77	22,138	80,11923 02
	Парикмахерская 1эт.	1,5	4	6	0,2 5	1,5			
84	ДальГАУ 2 эт	0,15	150	22,5	0,4 3	9,675	22,5	9,675	24,49195 02
85	Жилой дом 5 эт 5 под	2,1	60	126	0,2 9	36,54	141,36	43,144 8	147,7975 76
	Аптека 1эт.	0,16	120	19,2	0,4 3	8,256			

Продолжение таблицы 1.

86	Жилой дом 10 эт 3 под	2,5	80	200	0,29	58	295,4	126,209	321,2
	сту	5	10	50	0,75	37,5			
	Лифт	8	3	19,2	1,17	22,464			
	Парикмахерская 1эт.	1,5	6	9	0,25	2,25			
	Магазин стойтельных материалов 1 эт	0,16	270	43,2	0,48	20,736			
87	Жилой дом 6 эт 1 под	3,2	36	115,2	0,29	33,408	133,8	44,766	141,09
	сту	5	2	10	0,75	7,5			
	Магазин быт хим 1эт	0,16	100	16	0,48	7,68			
88	Административн ое здание 5 эт	0,054	5000	270	0,48	129,6	270	129,6	299,49
89- 94	Гараж	0,5	65	32,5	0,25	8,125	32,5	8,125	33,5
95	Жилой дом 5 эт 4 под	2,1	60	126	0,29	36,54	126	36,54	131,19
96	Жилой дом 5 эт 4 под	1,95	64	124,8	0,29	36,192	124,8	36,192	129,94
97	Жилой дом 5 эт 2 под	2,4	48	115,2	0,29	33,408	115,2	33,408	119,94
98	Жилой дом 5 эт 4 под	2,1	60	126	0,29	36,54	132,48	39,0024	138,1
	Нотариальная палата	0,054	200	10,8	0,57	6,156			
99	Жилой дом 6 эт 8 под	1,47	116	170,52	0,2	34,104	197,52	54,354	204,86
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
100	Столовая ДальГАУ	1,04	400	416	0,2	83,2	416	83,2	424,23
101	Жилой дом 5 эт 6 под	1,8	75	135	0,29	39,15	135	39,15	140,56
102	Общежитие ДальГАУ	0,34	300	102	0,48	48,96	102	48,96	113,141

2.22 Расчет осветительной нагрузки

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

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (9)$$

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	$P_{ос}$, кВт
Ленина	0,45 / 0,0075	3,9	1,75
Театральная	0,9 / 0,0075	3,9	3,51
Зейская	0,45 / 0,0075	3,9	1,75
Амурская	0,45 / 0,0075	3,9	1,75
Горького	0,45/0,0075	3,9	1,75
Чайковского	0,9 / 0,0075	3,9	3,51
Политехническая	0,9 / 0,0075	3,9	3,51
Итого	4,5		17,53

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 $P_{зд. max}$ - 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 ТП1-35-34-36-37:

$$P_{P.л} = 33,775 + 53,55 + 45,15 + 27 = 159,475 \text{ кВт.}$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП1 10-11-12-13	112.5	34,605
ТП1-14-15,16-17	321.746	101.412
ТП2-4-5-6-7	245.43	96.734
ТП2-1-2- 3-8-9	328.434	113.954
ТП3-19-24	333.45	53,988
ТП3-18-20	288.699	119.049
ТП4-21-22-23-25-26	366.431	113.829
ТП5-32	207	67.87
ТП5-31-33-34-45	237.23	69.558
ТП5-3644-46-47-35	323.004	95.629
ТП6-48-5358-64	180.925	55.875
ТП6 -62-63-65-66	226.296	74.728
ТП7-4951	321.184	131.496
ТП7-52-5961	199.35	199.35

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
ТП8-67-69-7175-80	324.192	124.363
ТП8-70	200.52	105.696
ТП8-68	225	85.5
ТП 8 82-83-84	273.15	214.68
ТП9-76-78-81	230.4	100.332
ТП9-79	204	97.92
ТП10-85-86	407.22	121.41
ТП10-87	133.8	44.76
ТП10-8890	280.8.23	74.3
ТП11-9697-91	327.6	101.476
ТП11-9495-98	232.632	67.761
ТП11-99	197.5	54.354
ТП12-9293-102	234	84.834
ТП12-100	316	83.2

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:

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

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 ТП1-34-35-36-37:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{\frac{159,475^2}{2} + \frac{51,166^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 127,382 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 127,382 = 147,126 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 70 мм².

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{159,475^2 + 51,166^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 267,503 \text{ А.}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$267,503 \leq 1,29 \cdot 237 = 305,73 \text{ А.}$$

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	$I_{расч.}, А$	$I_{наг}, А$	$I_{дл.дон.}, А$	Сечение F, мм ²	марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6	7
ТП1 10-11-12-13	321,428	556,586	629,52	185	ВВГ	3,032
ТП1-14-15,16-17	161,418	293,487	337,98	70	ВВГ	7,818
ТП2-4-5-6-7	296,934	539,879	553,41	150	ВВГ	6,857
ТП2-1-2- 3-8-9	51,342	93,349	98,04	25	ВВГ	6,498
ТП3-19-24	362,089	626,993	629,52	185	ВВГ	6,831
ТП3-18-20	340,44 6	618,993	629,52	185	ВВГ	4,817
ТП4-21-22-23-25- 26	104,13 2	189,331	210,27	35	ВВГ	
ТП5-32	332,83	576,33	629,52	185	ВВГ	7,849
ТП5-31-33-34-45	172,46 3	313,57	337,98	70	ВВГ	4,177
ТП5-3644-46-47-35	295,77 5	537,772	553,41	150	ВВГ	5,122
ТП6-48-5358-64	204,45 5	354,035	408,93	95	ВВГ	1,818

Продолжение таблицы 4

ТП6 -62-63-65-66	300,029	545,508	553,41	150	ВВГ	8,66
ТП7-4951	176,306	320,556	337,98	70	ВВГ	6,107
ТП7-52-5961	161,387	293,431	337,98	70	ВВГ	4,658
ТП8-67-69-7175-80	342,811	593,611	629,52	185	ВВГ	4,85
ТП8-70	315,619	573,853	629,52	185	ВВГ	5,954
ТП8-68	173,278	315,051	337,98	70	ВВГ	8,099
ТП 8 82-83-84	207,033	358,498	408,93	95	ВВГ	7,363
ТП9-76-78-81	301,38	547,964	629,52	185	ВВГ	5,686
ТП9-79	252,213	458,569	479,88	185	ВВГ	8,327
ТП10-85-86	239,73	415,127	469,27	150	ВВГ	5,536
ТП10-87	393,36	533,28	605,01	240	ВВГ	4,481
ТП10-8890	339,161	595,65	605,01	240	ВВГ	9,06
ТП11-9697-91	325,92	592,282	605,01	240	ВВГ	8,71
ТП11-9495-98	339,573	588,01	605,01	240	ВВГ	5,18
ТП11-99	191,807	343,74	361,2	95	ВВГ	6,82
ТП12-9293102	230,672	419,4	468,2	150	ВВГ	9,32
ТП12-100	125,42	228,04	361,2	95	ВВГ	7,806

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

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

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

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

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1:

$$P_{P.TП} = (ТП1-10-11-12-13) + (ТП1-14-15,16-17) = 434,246;$$

$$Q_{P.TП} = (ТП1-10-11-12-13) + (ТП1-14-15,16-17) = 136,017.$$

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

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

Номер ТП	$P_{P.TП}$, кВт	$Q_{P.TП}$, квар	$S_{P.TП}$, кВА
ТП1	434,246	136,017	456,634
ТП2	881,043	258,029	918,05
ТП3	875,85	253,35	911,757
ТП4	919,301	271,283	958,493
ТП5	906,295	272,912	946,494
ТП6	828,909	249,264	865,576
ТП7	520.534	211.934	543,83
ТП8	749.712	315.559	812,612
ТП9	626,476	204,167	658,91
ТП10	821.82	240.47	943,16

Продолжение таблицы 5

ТП11	757.732	223.591	658,91
ТП12	550	168.034	568,72

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:

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

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{434,246^2 + 136,017^2}}{0,75 \cdot 2} = 303,366 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 400 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{434,246^2 + 136,017^2}}{400} = 1,138 \leq 1,5.$$

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	$S_{т}$, кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	434.246	136.017	303.366	400	0.543	1.138	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	573.864	210.688	407.545	630	0.485	0.97	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	622.149	262.028	450.051	630	0.536	1.072	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	732.863	227.659	511.606	630	0.609	1.218	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП5	767.234	233.057	534.567	630	0.636	1.273	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП6	407.221	130.603	285.101	400	0.535	1.069	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП7	520.534	211.934	374.683	400	0.703	1.405	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП8	749.712	315.559	542.277	630	0.646	1.291	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)

Продолжение таблицы 6

ТП9	707.55	412.932	546.15	630	0.535	1.069	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП10	821.82	240.47	570.85	630	0.68	1.359	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП11	757.732	223.591	526.68	630	0.627	1.254	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП12	550	168.034	383.39	400	0.719	1.438	ТМГ400/10-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:

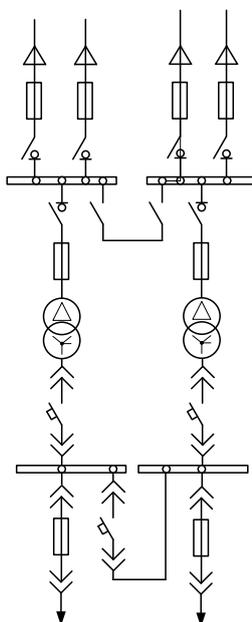


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

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 ТП1-34-35-36-37 по формулам:

$$\Delta P = \frac{159,475^2 \cdot 0,268 + 51,166^2 \cdot 0,268}{0,4^2} = 18,8 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta W = 18,8 \cdot 1098 = 20,63 \text{ МВт} \cdot \text{час.}$$

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 10-11-12-13	351,811	100,557	185	0,099	0,059	16,5	9,8	18,2
ТП1-14-15,16-17	176,76	50,2	70	0,268	0,085	22,6	7,1	24,8
ТП2-4-5-6-7	326,255	88,386	150	0,124	0,059	35,4	16,8	38,8
ТП2-1-2- 3-8-9	45,15	37,113	25	0,727	0,091	6,2	0,7	66,8
ТП3-19-24	396,769	111,673	185	0,099	0,059	42,09	25,05	46,2
ТП3-18-20	369,27	117,6	185	0,099	0,059	27,9	16,6	30,6
ТП4-21-22-23-25-26	115	28,75	35	0,524	0,089	18,4	3,1	20,2
ТП5-32	361,693	112,817	185	0,099	0,059	44,4	26,4	48,8
ТП5-31-33-34-45	189,126	52,675	70	0,268	0,085	12,9	4,09	14,1
ТП5-3644-46-47-35	325,031	87,85	150	0,124	0,059	26,3	12,5	28,9

Продолжение таблицы 7

ТП6-48-5358-64	329,153	91,145	150	0,124	0,059	45,2	21,5	49,6
ТП4-17	192,876	55,487	70	0,268	0,085	18,7	8,9	20,5
ТП4-10-62-63	176,526	50,892	70	0,268	0,085	13,07	6,2	14,3
ТП5-54-19	370,213	123,407	185	0,099	0,059	28,2	16,8	31,06
ТП5-22-24	346,055	96,605	185	0,099	0,059	31,9	19,04	35,1
ТП5-21-83	190,026	52,9	70	0,268	0,085	25,09	8,2	27,5
ТП6-25-	224,529	71,626	95	0,193	0,081	26,7	11,2	29,4
ТП6-25-64-66	326,604	105,033	185	0,099	0,059	29,1	17,3	32,01
ТП6-26-27-	277,776	72,604	185	0,099	0,059	35,7	21,2	39,2
ТП7-32	523,1	155,8	150	0,124	0,059	92,35	43,94	101
ТП7-31	315,8	108,6	240	0,078	0,058	21,7	16,36	23,8
ТП7-37-38-75	373,52	97,7	240	0,078	0,058	50,8	38,28	55,8
ТП7-39-41-76	357,08	100,72	240	0,078	0,058	46,97	35,35	51,57
ТП8-33	370,2	111,25	240	0,078	0,058	29,14	21,93	31,9
ТП8-48-42	211,39	54,67	95	0,193	0,081	23,01	9,65	25,26
ТП8-35-44	248,09	86,04	150	0,124	0,059	37,4	17,19	41,07
ТП8-43-71	137,4	38,8	95	0,193	0,081	17,2	7,22	18,89
ТП9-28-86-92	275,8	79,51	150	0,124	0,059	44,6	21,26	49,07
ТП9-45-34	323,22	107,71	240	0,078	0,059	22,63	17,03	24,85
ТП9-47-70-77	27,45	16,94	95	0,193	0,081	0,5	,02	0,03
ТП10-29	443,8	128,9	120	0,158	0,06	84,36	32,14	92,62
ТП11-94-98	343,7	98,5	240	0,078	0,059	24,92	18,75	27,37
ТП11-99	154,15	40,1	95	0,193	0,081	21,42	8,99	23,52
ТП12-102	191,7	61,87	120	0,015	0,06	28,05	10,68	30,79
ТП12-100	272	105,93	150	0,124	0,059	46,22	12,99	50,75

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

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

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

где $P_{P.Л}, Q_{P.Л}$ - 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	$P_{P.Л}$, кВт	$Q_{P.Л}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП1	899,976	276,257	400	16,57	11,52
ТП2	881,043	258,029	630	15,76	10,95
ТП3	875,85	253,35	630	15,54	10,8
ТП4	919,301	271,283	630	17,17	11,94
ТП5	906,295	272,912	630	16,75	11,64
ТП6	828,909	249,264	400	14,01	9,73
ТП7	520.534	211.934	400	18,74	27,55
ТП8	749.712	315.559	630	12,44	54,55
ТП9	707.55	412.932	400	81,18	56,44
ТП10	821.82	240.47	630	29,4	15,8
ТП11	757.732	223.591	630	81,18	56,44
ТП12	550	168.034	630	36,4	25,8

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	899,976	276,257	16,57	11,52	916,549	287,779
ТП2	881,043	258,029	15,76	10,95	896,803	268,986
ТП3	875,85	253,35	15,54	10,8	891,396	264,157
ТП4	919,301	271,283	17,17	11,94	936,481	283,226
ТП5	906,295	272,912	16,75	11,64	923,047	284,558
ТП6	828,909	249,264	14,01	9,73	842,919	259,004
ТП7	520.534	211.934	18,74	87,55	788	550,375
ТП8	749.712	315.559	12,44	54,55	979,521	345,32

ТП9	707.55	412.932	18,74	87,55	788	550,375
ТП10	821.82	240.47	12,44	54,55	979,521	345,32
ТП11	757.732	223.591	8,118	5,644	634,595	209,81
ТП12	550	168.034	26,4	115,8	632	551,1

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].

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

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

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

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(916,5 + 896,8 + 891,3 + 936,4 + 923,04 + \right. \\ \left. + 842,9 + 1588 + 979,521 + 634,595 + 1432 \right) = 7028,918 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(287,7 + 268,9 + 264,1 + 283,2 + 284,5 + \right. \\ \left. + 259 + 550,4 + 345,3 + 209,8 + 551,1 \right) = 2313,02 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{7028,918^2 + 2313,02^2} = 7396,59 \text{ кВА}$$

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 _{пав} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
РП-ТП1	300	5544	1888	195,3	355,05	457,95	150	ПВГ
ТП1-ТП2	100	4112	1337	144,18	262,15	277,35	95	ПВГ
ТП2-ТП3	250	3478	1127	121,89	221,63	277,35	95	ПВГ
ТП3-ТП4	100	2497	782,06	87,28	158,69	277,35	95	ПВГ
ТП4-ТП7	300	910	231,68	31,31	56,93	277,35	95	ПВГ
ТП7-ТП6	100	26,5	51,543	1,93	3,15	277,35	95	ПВГ
ТП6-ТП10	250	917,8	315,7	28,02	32,36	277,35	95	ПВГ
ТП10-ТП11	150	1834	603,48	64,39	117,07	277,35	95	ПВГ
ТП11-ТП12	100	2731	872,47	95,59	173,81	277,35	95	ПВГ
ТП12-ТП9	200	3654	1157	127,81	232,37	277,35	95	ПВГ
ТП9-ТП8	100	4497	4497	212,05	385,5	457,95	150	ПВГ

Участок сети	L, м	P _{ij} кВт	Q _{ij} квар	I _{расч} А	I _{пав} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	Марка
ТП8-ТП5	300	5544	1888	195,3	355,05	457,95	95	ПВГ
ТП5-РП	10	4112	1337	144,18	262,15	277,35	150	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-ТП1	300	5544	1888	16,26	8,34
ТП1-ТП2	100	4112	1337	44,88	18,88
ТП2-ТП3	250	3478	1127	1,274	5,546
ТП3-ТП4	100	2497	782,06	8,22	3,412
ТП4-ТП7	300	910	231,68	0,71	0,0293
ТП7-ТП6	100	26,5	51,543	0,005	0,002
ТП6-ТП10	250	917,8	315,7	1,884	0,781
ТП10-ТП11	150	1834	603,48	5,97	2,48
ТП11-ТП12	100	2731	872,47	13,15	5,458
ТП12-ТП9	200	3654	1157	17,63	7,316
ТП9-ТП8	100	4497	4497	38,34	19,66
ТП8-ТП5	300	3654	1157	17,63	7,316
ТП5-РП	10	4497	4497	38,34	19,66

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

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

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

$$\Delta P_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 16,26 + 44,88 + 1,274 + 8,22 + 0,71 + 0,005 + \\ + 1,884 + 5,97 + 13,15 + 17,63 + 38,34 \end{array} \right) = 147,329$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} 8,34 + 18,88 + 5,546 + 3,412 + 0,0293 + \\ + 0,002 + 0,781 + 2,18 + 5,458 + 7,316 + 19,66 \end{array} \right) = 71,907$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

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

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

$$P_{РП.10} = 7029 + 147,329 = 7177,25 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 2313 + 71,907 = 2384,93 \text{ квар}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{Р.Тр.РП} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{0,75 \cdot 2} = 5042,08 \text{ кВА}$$

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

$$6300 \geq 5042,079;$$

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{6300 \cdot 2} = 0,6$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(7177,25)^2 + (2384,93)^2}}{6300 \cdot 1} = 1,2.$$

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.

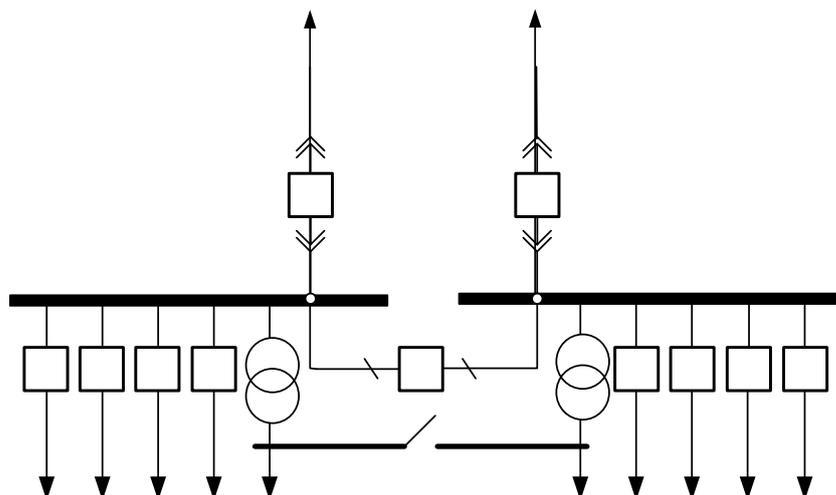


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

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:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (41)$$

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.

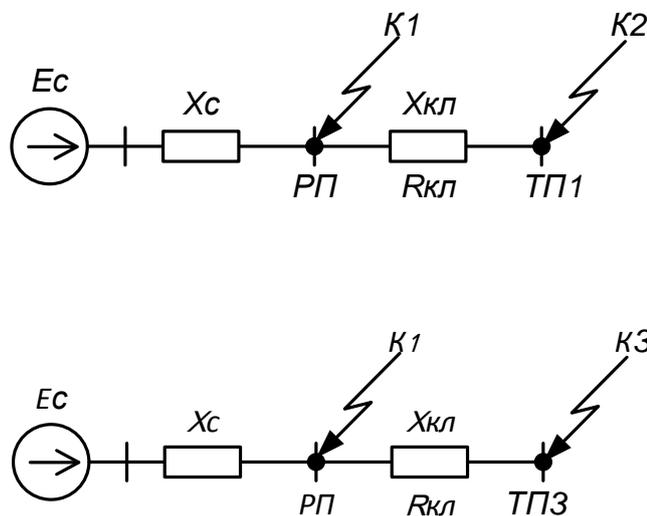


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

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

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сис})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,0385)^2 + 0,103^2} = 0,736 \text{ Ом}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,736} = 8,233 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,233 = 7,13 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,773}{314 \cdot 0,103} = 0,045$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,045}} = 1,802$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,802 \cdot 8,233 = 20,986 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	8,233	7,13	0,045	1,802	20,986
К2	7,655	6,63	0,02	1,605	17,372
К3	5,124	4,437	0,005	1,126	8,16

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 ТП1, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

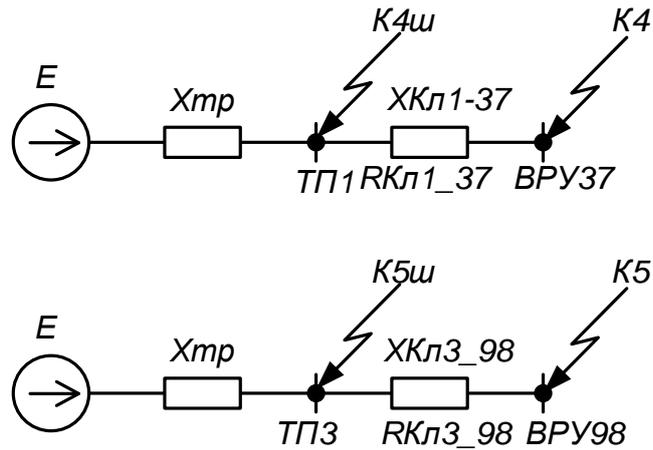


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

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

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

$$z_{4ш} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 13,985$$

$$I_{кш}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

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

$$z_4 = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,000602)^2 + (13,943 + 0,002)^2} = 13,987$$

$$I_{к}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,987} = 16,512$$

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

$$z_{40} = \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,000602 + 0,0000602)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,002 + 0,0002)^2} = 41,874$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{ки}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40ш}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,3 \text{ кА.}$$

$$I_{к}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{41,874} = 16,545$$

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	16,514	7,87
К4	16,512	16,545
К5ш	16,514	7,381
К5	16,48	16,52

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 ТП5-21.

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

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

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение 50 мм² >6,27 мм², 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	$I_{ПА}$, А	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L , км	ΔP , кВт	ΔU , %
РП-ТП1	355,05	0,158	0,081	300	16,26	0,243
ТП1-ТП2	262,15	0,2	0,083	1,2	44,88	0,848
ТП2-ТП3	221,63	0,2	0,083	0,5	1,27	0,299
ТП3-ТП4	158,69	0,2	0,083	0,6	8,22	0,257
ТП4-ТП7	56,93	0,2	0,083	0,4	0,705	0,061
ТП7-ТП6	3,513	0,2	0,083	800	0,0054	0,0076
ТП6-ТП10	58,84	0,2	0,083	1000	1,88	0,159
ТП10-ТП11	117,07	0,2	0,083	800	59,66	0,252
ТП11-ТП12	173,81	0,2	0,083	800	13,15	0,375
ТП12-ТП9	323,37	0,2	0,083	600	17,63	0,376
ТП9-ТП8	385,55	0,158	0,083	600	38,35	0,527
ТП8-ТП5	117,07	0,2	0,083	800	59,66	0,252
ТП5-РП	385,55	0,158	0,083	600	38,35	0,527

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.

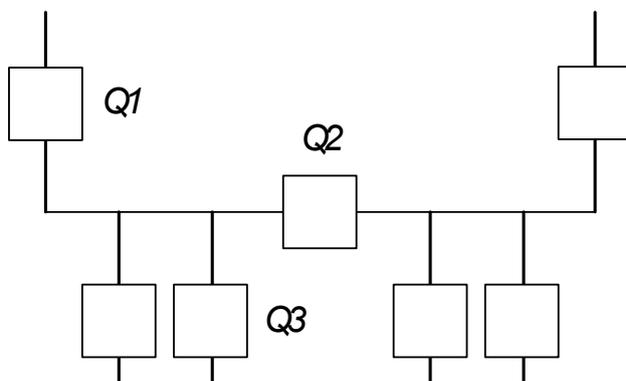


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7399,71}{\sqrt{3} \cdot 10} = 213,61 \text{ А.}$$

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.

$$8,23 \leq 20 \text{ кА.}$$

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.

$$B_K = 8,233^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,045) = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

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

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

$$B_K \leq B_{K.в}.$$

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

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

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

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

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о} \quad (58)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,233 = 11,64 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

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

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 213,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\partial} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\partial}$
$B_K = 85,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 8,233 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{a\tau} = 11,64 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$

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.

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

где $K_{эд}$ – 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 :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K. \quad (62)$$

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		

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

Номинальная нагрузка ТТ:

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

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:

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

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 сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ 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):

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТЛМ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{рmax}} = 213,61 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{кр}} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} = 1016 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{уд}} = 15,33 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

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 мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов в	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
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 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

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

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

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:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3956,872}{\sqrt{3} \cdot 10} = 228,45 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДЗ1Т сечением $q = 3 \hat{h} 25=75 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

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

$$I_{п.о.} = 8,332 \text{ кА}; \quad i_y = 19,3 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 8,332^2 \cdot (0,055 + 0,024) = 5,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{5,4 \cdot 10^3}}{82} = 32,5, \quad (66)$$

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

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

$$32,5 < 75 \text{ мм}^2.$$

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:

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

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:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{19306^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 80,69 \text{ Н / м}, \quad (69)$$

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

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{80,69 \cdot 1,2^2}{10} = 11,62 \text{ Н / м}, \quad (70)$$

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

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

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{11,62}{1,8} = 6,45 \text{ МПа}, \quad (71)$$

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:

$$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}.$$

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

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 20 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 213,61 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 250 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 32,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 6,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

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

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

По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

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

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

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

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с $F_{разр} = 3750$ 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 предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

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

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

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

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

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

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:

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

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
ТП1	941,422	690,90	1000	ВА53-43
ТП2	918,05	918,43	1000	ВА53-43
ТП3	911,757	877,13	1000	ВА53-43
ТП4	958,493	1238,11	1280	ВА53-43
ТП5	946,494	477,03	630	ВА53-41
ТП6	865,576	745,99	800	ВА53-41
ТП7	891	976,6	1600	ВА53-43
ТП8	673,23	972,8	1000	ВА53-43
ТП9	439,3	634,8	800	ВА53-41
ТП10	980,815	1417,4	1600	ВА53-43
ТП11	673,23	972,8	1000	ВА53-43
ТП12	439,3	634,8	800	ВА53-41

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

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

12 СОГЛАСОВАНИЕ ЗАЩИТ И КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

Согласование защит произведем для РП-ТП1-15.

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи – расчетные, пиковые и короткого замыкания для самого дальнего электродвигателя; по оси ординат – времена продолжительности пиковых токов и времена срабатывания защит по

защитным характеристикам. Проверим выбранную коммутационную аппаратуру по условию селективности. Исходя из расчета токов КЗ.

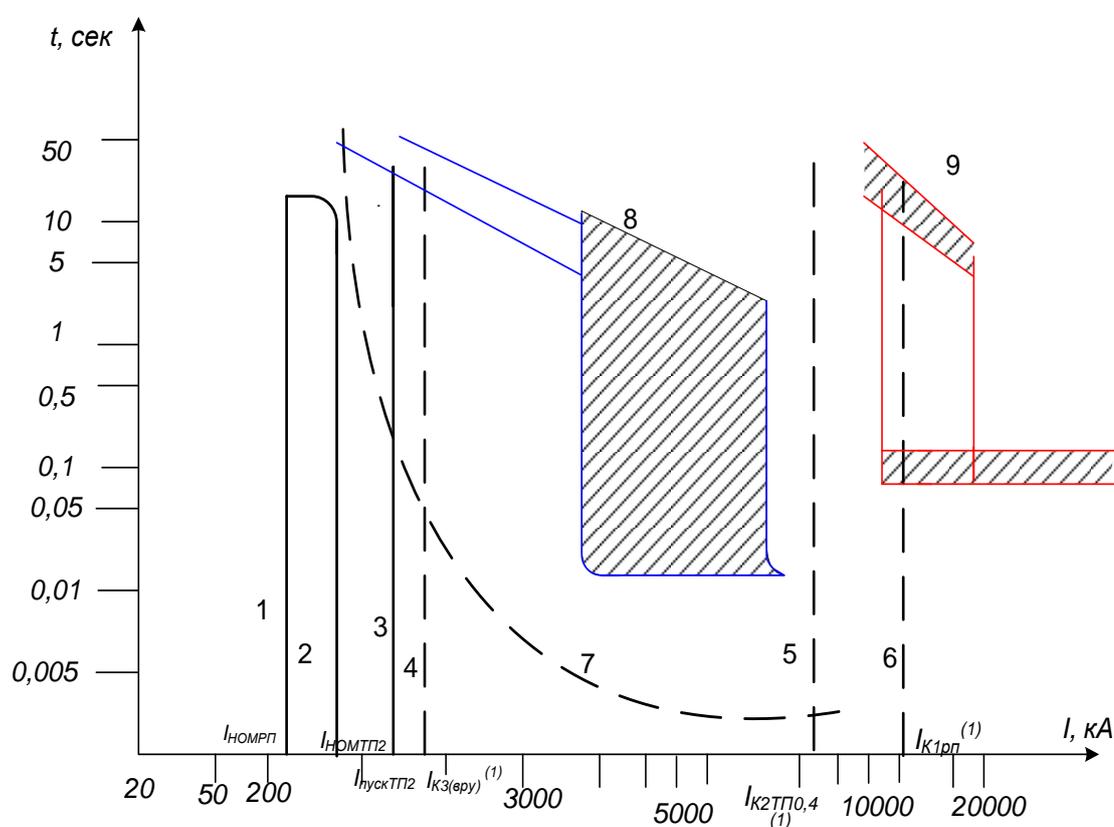


Рисунок 6 – Карта селективности

1 – номинальный ток РП; 2 – номинальный ток ТП; 3 – пусковой ток ТП; 5, 6, 7 – токи КЗ в точках К1, К2 и К4; 8 – характеристика плавкой вставки ПН2-400/400, 9 – характеристика автомата ВА53-41 с расцепителем 1000 А.

13 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_{ϕ} 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:

$$I_{\text{эмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (79)$$

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

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

$$I_{ёмк.кл} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 6,16}{10} \right) = 7,7 \text{ А.}$$

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

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

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

14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

14.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{ЛΣ} + K_{обΣ}, \quad (80)$$

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

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

14.1.1 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:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{КЛ} \cdot k_{уд}) + K_{смп}, \quad (81)$$

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

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

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{пит.л.} = 561822 + 50000 = 611822 \text{ руб.}$$

14.1.2 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:

$$K_{обор.Σ} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (82)$$

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].

$$K_{обор.Σ} = 7 \cdot 215000 + 12 \cdot 240000 + 310000 + 48 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 5055640 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (80):

$$K_{Σ} = 611822 + 5055640 = 5667462 \text{ руб.}$$

14.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

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

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].

$\alpha_{P.O.OB} = 0,037$ – 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:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (86)$$

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

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

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

где $\Sigma P_{cp.god.}$ - 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	1617

Продолжение таблицы 22.

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Полная мощность РП	$S_{расчРП}$	кВА	1958,55/1224,16
Напряжение сети	$U_{ном}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$tg\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	2 667 462
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	163 167,76
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{потерь}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,015
Приведенные затраты	З	руб/год	963 688,32

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – М. : Энергоатомиздат, 2008. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках / – Минск.: 2006. – 86 с.
- 3 Кабышев, А.В. Учебное пособие «Расчет и проектирование систем электроснабжения» / А.В. Кабышев. – Томск : Том.политех.ун-т, 2007. – 168 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов. – Томск : Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М. : «Мастерство», – 2008. – 320 с.
- 6 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 7 Неклепаев, Б. Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования «Электрическая часть электростанций и подстанций» / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев. - М. : Энергоатомиздат, 2009. - 608 с.
- 8 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2006. – 480 с.
- 9 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2013 №289-ПР/Э.
- 10 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд., с изм. и доп. – спб. : ДЕАН, 2007. – 928 с.
- 11 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.