

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2017 г.

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска в районе улиц Б.Кашириных,
Северо-Крымская, Университетская набережная

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.119.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2017 г.

Руководитель проекта
ассистент

_____ А.В. Хлопова
« ___ » _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж. Васильев
« ___ » _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ Н.Д. Дранишников
« ___ » _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Дранишников Николай Денисович

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска в районе улиц Б.Кашириных,
Северо-Крымская, Университетская набережная

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017 г. № 835 приложение №27

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____

3 Исходные данные к работе

Из архивных материалов кафедры

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный микрорайона

2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3 Чертеж конструктивный КТП 10/0,4 кВ

4 Плакат по релейной защите

5 Плакат по безопасности жизнедеятельности

6 Плакат по экономике СЭС

Всего блистов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	Е.Ж. Васильев		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 201_ г.

Руководитель

_____ (подпись)

А.В. Хлопова

_____ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ (подпись)

Н.Д. Дранишников

_____ (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Дранишников Н.Д. Электроснабжение микрорайона г. Челябинска в районе улиц Б.Кашириных, Северо-Крымская, Университетская набережная. – Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2017. 86 с., 11 ил., 25 табл., библиогр. список –16 наим., 6 листов ф.А1

В данной работе на основе технико-экономического сравнения двух вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения, обеспечивающей надежное снабжение микрорайона города. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки жилых и общественных зданий. В экономической части дана оценка целесообразности внедрения данного проекта и определен срок его окупаемости. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены меры, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемой системы электроснабжения. Генплан микрорайона и полная принципиальная схема представлена в графической части.

					13.03.02.2017.119.00.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Дранишников			Электроснабжение микрорайона г. Челябинска в районе улиц Б.Кашириных, Северо-Крымская, Университетская набережная	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Хлопова				3	86	
Н. Контр.		Аверина						
Утверд.		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	8
Выводы по разделу 1.....	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	13
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий.....	13
2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий	15
2.3 Расчет уличного освещения	16
Выводы по разделу 2.....	18
3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	19
3.1 Выбор мощности трансформаторов.....	19
Выводы по разделу 3.....	21
4 СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	22
4.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения	22
4.2 Расчет кабельных линий 10 кВ	25
4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов	29
4.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ	31
Выводы по разделу 4.....	33
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	34
5.1 Расчет в электрических сетях более 1 кВ	34
5.2 Расчет токов КЗ в минимальном режиме	37
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ	38
Выводы по разделу 5.....	43
6 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ	44
6.1 Выбор электрооборудования линий, питающих квартиры	44
6.2 Выбор кабельных линий, питающих лифтовые установки	45
Выводы по разделу 6.....	46
7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ 10/0,4 КВ.....	47
7.1 Организация работы релейной защиты.	47
7.1 Расчет защиты, установленной на секционном выключателе.	48
7.1.1 Выбор выключателя QF3	48
7.1.2 Защита от перегрузки.	50
7.1.3 Селективная токовая отсечка.....	51

					13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ	Лист
Изм.			Подпись	Дата		4

7.1.4	Мгновенная токовая отсечка	53
7.2	Выбор выключателей QF1 и QF2	54
7.2.1	Защита от перегрузки	54
7.2.2	Селективная токовая отсечка.....	55
7.2.3	Мгновенная токовая отсечка	56
7.3	Расчет защиты, установленной на ВН	59
7.3.1	Защита от перегрузки	59
7.3.2	Селективная токовая отсечка.....	63
7.3.3	Мгновенная токовая отсечка	65
	Выводы по разделу 7.....	66
8	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	69
8.1	Планировка и конструктивная часть ТП	69
8.2	Обеспечение безопасности работ на электроустановках напряжением 10/0,4 кВ	71
8.3	Защитные средства для персонала, находящиеся в ТП	72
8.4	Заземляющее устройство ТП	74
8.5	Пожаробезопасность на ТП	75
8.6	Освещение ТП	76
	Выводы по разделу 8.....	77
9	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	78
	Вывод по разделу 9	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	87

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

- 1) Объекты электроснабжения – жилые дома, общественные здания и сооружения.
- 2) Основные потребители электроэнергии – освещение внутреннее и уличное, бытовые электроприборы, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.
- 3) Полная расчетная мощность электроприемников жилых и общественных зданий – 9028 кВА.
- 4) Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.
- 5) Количество ТП – 6, трансформаторы типа ТМГ-1000-10/0,4. Питание ТП предусматривается по кольцевой схеме.
- 6) Сети 10 кВ и 0,4 кВ выполняются кабелями марки ААШв, кабели прокладываются на глубине 0,7 м. под газонами и тротуарами и на глубине 1,0 м. под проездами с защитой асбоцементными трубами диаметром 100 мм.
- 7) В доме 24 ввод осуществлен четырьмя взаиморезервируемыми кабелями 4×ААШв(4×185).

					<i>13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

рентабельную комбинацию: ячейка КСО собственного производства + коммутационный аппарат ISARC .

Это предложение концерна VEI нуждается в пояснении. Основной компонент любого коммутационного аппарата – силовой выключатель (обычно вакуумный или элегазовый) – и на российском, и на украинском рынках представлен в изобилии. В то же время хорошие, высоконадежные выключатели нагрузки и разъединители попали в разряд дефицитной продукции, поскольку выключатели нагрузки российского производства имеют устаревшую конструкцию, недостаточно надежны, а иностранные фирмы предлагают в основном компактные, почти не нуждающиеся в обслуживании элегазовые аппараты. Однако эксплуатационные службы России и Украины привыкли к воздушным выключателям ввиду их ремонтпригодности. Кроме того, воздушные выключатели дешевле элегазовых и имеют видимый разрыв контактов

Российские предприятия в настоящее время преимущественно выпускают ячейки КСО устаревшей конструкции, разработанные еще в советское время. Это происходит по следующим причинам. Разрабатывать собственную конструкцию ячейки КСО и дорого и долго. В то же время покупать лицензию у зарубежных производителей на сборку ячеек КСО также дорого и к тому же, если такая лицензия и будет закуплена, то все равно необходимо будет внести определенные изменения в конструкцию ячейки. [16]

Компания «Располь-Электро» (Санкт-Петербург) и итальянский концерн VEI Power Distribution SpA предлагают следующий путь решения проблемы: российское предприятие, стремящееся выйти на рынок с новым оборудованием, но не имеющее возможности разработать ячейку с нуля, может получить от них документацию по конструкции ячейки, которую вправе изменять по своему усмотрению в соответствии с требованиями заказчика. В эти ячейки (выпускаемые уже от собственного имени) производитель может устанавливать современные выключатели нагрузки и разъединители – выключатели серии ISARC (ИСАРК) и ячейками серии UNISARC (УНИСАРК). Положительный опыт такого сотрудничества уже имеется: российская компания «БЭМП» (Санкт-Петербург) установила в России на ряде объектов ячейки UNISARC с выключателями ISARC, которые хорошо себя зарекомендовали в работе.

Выводы по разделу 1

В данном разделе было выполнено сравнение отечественных выключателей нагрузки и зарубежных. В итоге, выключатели компании «Располь-Электро» (Санкт-Петербург) имеют преимущества над выключателями из других стран.

					13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ	Лист
Изм.			Подпись	Дата		12

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение расчетных нагрузок является важным этапом проектирования системы электроснабжения, так как в зависимости от них устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчетные нагрузки потребителей определяются по указаниям РД 34.20.185 – 94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [1] и СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» [2]. Основные данные жилых зданий сведены в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Характеристика жилых зданий

Номер дома	Число этажей	Число лифтов	Число подъездов	Число квартир
24	9	11	11	389
22	9	8	8	289
20	14	2	1	93
18	14	2	1	93
16	9	6	6	206
14	10	2	2	78
22а	10	2	2	78
22б	10	3	3	120
95	9	17	17	599
93	9	12	12	431
89	9	6	6	212
87	10	15	15	592
85а	10	12	12	477
85б	17	8	4	540
54	11	10	10	362
52	10	9	9	354
52б	11	6	6	262
5	10	4	4	154
3	11	3	3	99
13	10	4	4	160
15	10	6	6	238

2.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Согласно РД 34.20.185 – 94 [1] расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, рассчитывается по формуле 2.1

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n. \quad (2.1)$$

Расчет проведем для Университетская набережная, дом 24:

					<i>13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

$$P_{кв} = 1,27 \cdot 389 = 494 \text{ кВт},$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт/кв, [1,табл.2.1.1];

$n_{кв}$ - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, рассчитывается по формуле 2.2, кВт:

$$P_c = P_{рл} + P_{сту}, \quad (2.2)$$

где $P_{рл}$ – мощность лифтовых установок определяется по формуле 2.3, кВт:

$$P_{рл} = k'_c \sum_1^n P_n, \quad (2.3)$$

где k'_c - коэффициент спроса [1, табл.2.1.2];

n – количество лифтовых установок;

$P_{рл}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

$$P_{р.л.} = 0,4 \cdot (5 \cdot 11) = 22 \text{ кВт}$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств определяется по формуле 2.4, кВт:

$$P_{ст.у.общ} = k''_c \sum_1^n P_{ст.у}, \quad (2.4)$$

где k''_c – коэффициента спроса [2,табл. 2.1.3];

n – количество санитарно-технических устройств;

$P_{сту}$ – мощность санитарно-технического устройства, кВт.

Мощность санитарно-технических устройств определяется по формуле 2.5 :

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot n_{кв}. \quad (2.5)$$

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot 389 = 19,45 \text{ кВт}$$

$$P_{ст.у.общ} = 0,65 \cdot 19,45 = 12,64 \text{ кВт}$$

$$P_c = 22 + 12,64 = 34,64 \text{ кВт}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле 2.6, кВт:

$$P_{р.жд} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (2.6)$$

					13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ	Лист
Изм.			Подпись	Дата		14

Таблица 2.2 – Нагрузка жилых зданий

№ дома	Р _{кв.уд.} , кВт	Р _{кв.} , кВт	К`	Р _{п.сумм.} , кВт	Р _{р.л.} , кВт	К``	Р _{сту.сумм.} , кВт	Р _{сту.} , кВт	Р _{с.} , кВ	Р _{р.жд.} , кВ	Q _{р(жд).} , квар	S _{р.жд.} , кВА
24	1,27	494,00	0,40	55,00	22,00	0,65	19,45	12,60	34,60	525,20	105,00	535,60
22	1,27	367,00	0,50	40,00	20,00	0,75	14,45	10,80	30,80	394,80	79,00	402,00
20	1,50	139,50	0,90	10,00	9,00	0,80	4,65	3,72	12,70	150,95	30,20	153,94
18	1,5	139,50	0,90	10,00	9,00	0,80	4,65	3,72	12,70	150,95	30,20	153,94
16	1,36	276,00	0,65	30,00	19,50	0,75	10,15	7,60	27,10	300,50	60,00	306,40
14	1,50	117,00	0,80	10,00	8,00	0,80	3,90	3,12	11,12	127,00	25,40	129,50
22а	1,50	117,00	0,80	10,00	8,00	0,80	3,90	3,12	11,12	127,00	25,40	129,50
22б	1,36	136,20	0,80	15,00	12,00	0,90	6,00	5,40	17,40	178,90	35,77	182,40
95	1,23	736,80	0,40	85,00	34,00	0,65	29,95	19,50	53,50	784,90	157,00	800,00
93	1,23	530,10	0,50	45,00	22,50	0,70	21,55	15,00	37,60	564,00	112,80	575,10
89	1,27	269,20	0,65	30,00	19,50	0,75	10,60	7,95	27,45	293,95	58,80	299,70
87а	1,23	728,10	0,40	75,00	30,00	0,65	29,60	19,24	49,24	772,50	154,50	787,70
85а	1,23	586,70	0,40	60,00	24,00	0,65	23,85	15,50	39,50	622,20	124,50	634,60
85б	1,23	664,20	0,60	40,00	24,00	0,75	27,00	20,25	44,25	704,0	140,80	718,00
54	1,27	459,70	0,50	50,00	25,00	0,70	18,10	12,70	37,70	493,60	98,70	503,40
52	1,27	449,60	0,50	45,00	22,50	0,70	17,70	12,40	34,90	481,00	96,20	490,50
52б	1,27	332,70	0,65	30,00	1,50	0,75	13,10	9,80	29,30	359,10	71,80	366,25
5	1,36	209,40	0,70	20,00	14,00	0,80	7,70	6,20	20,20	227,60	45,50	232,00
3	1,50	148,50	0,80	15,00	12,00	0,90	4,95	4,45	16,45	163,30	32,66	166,54
13	1,36	214,60	0,70	20,00	14,00	0,80	8,00	6,40	20,40	235,96	47,20	240,60
15	1,27	302,30	0,65	30,00	19,50	0,75	11,90	8,93	28,43	327,83	65,60	334,30
										Σ=7984,00	Σ=1593,00	Σ=8142,00

Для указанных объектов освещения получаем:

$$P_{уд}^A = \frac{20 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{50 \cdot 0,51} = 1,353 \text{ Вт/м}^2,$$

$$P_{уд}^B = \frac{10 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{50 \cdot 0,51} = 0,676 \text{ Вт/м}^2,$$

$$P_{уд}^B = \frac{4 \cdot 1,5 \cdot 1,15}{50 \cdot 0,51} = 0,271 \text{ Вт/м}^2.$$

Установленная мощность светильников определяется по формуле 2.11:

$$P_{уст} = P_{уд} \cdot S, \quad (2.11)$$

где S – площадь освещаемой территории.

Количество светильников определяется по формуле 2.12:

$$n = \frac{P_{уст}}{P_{л}}, \quad (2.12)$$

где $P_{л}$ – мощность одного светильника

Рассчитаем мощность светильников для улицы Бр. Кашириных (категория А):

$$P_{уст} = 1,353 \cdot 27000 = 36531 \text{ Вт},$$

$$n = \frac{36531}{400} = 92 \text{ шт.}$$

Рассчитаем мощность светильников для улицы Косарева (категория Б):

$$P_{уст} = 0,676 \cdot 3990 = 2697,24 \text{ Вт},$$

$$n = \frac{2696,24}{125} = 22 \text{ шт.}$$

Рассчитаем мощность светильников для улицы Университетская набережная :

$$P_{уст} = 0,676 \cdot 5880 = 3974,88 \text{ Вт},$$

$$n = \frac{3974,88}{125} = 32 \text{ шт.}$$

Рассчитаем мощность светильников для внутридворовых территорий :

$$P_{уст} = 0,271 \cdot 12400 = 3360,4 \text{ Вт},$$

$$n = \frac{3360,4}{125} = 27 \text{ шт}$$

Принимаем к установке на улицах категории А светильники типа ДРЛ-400. На улицах категории Б и В принимаем к установке светильники типа ДРЛ-125

Выводы по разделу 2

В данном разделе были рассчитаны нагрузки жилых и общественных зданий, а так же освещение улиц.

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ

питания потребителей при повреждении сети обеспечивается за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала. Такие схемы базируются на использовании линий, имеющих двухстороннее питание.

Наиболее приемлемыми с учетом изложенных выше требований в сочетании с простотой организации являются кольцевая и двухлучевая схемы [5], представленные соответственно на рисунках 4.1 и 4.2.

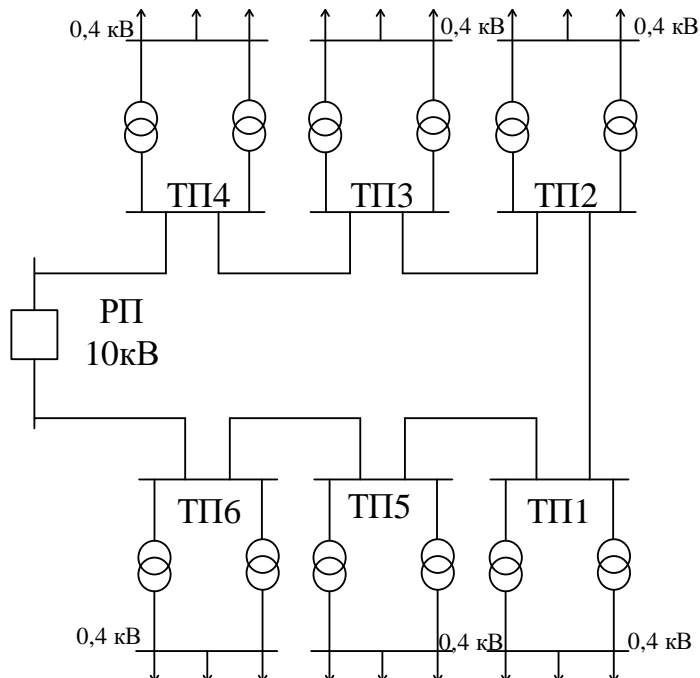


Рисунок 4.1 – Кольцевая схема электроснабжения

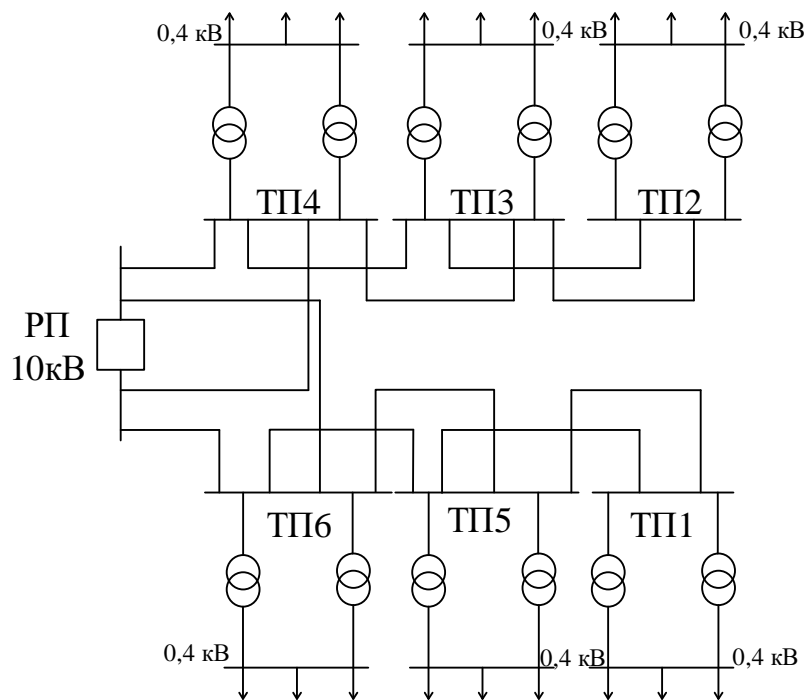


Рисунок 4.2 – Двухлучевая схема электроснабжения

По методике, приведенной в [5], кольцевую сеть необходимо разрезать по пункту питания и представить в виде линии с двусторонним питанием с узлами А и В по концам. Потоки мощности приближенно определяются по формулам 4.1 и 4.2:

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (4.1)$$

$$S_A = 4567 \text{ кВА},$$

$$S_B = \frac{\sum_{i=1}^k S_i * l_{iA}}{l_{AB}}, \quad (4.2)$$

$$S_B = 3498 \text{ кВА},$$

где S_i – нагрузка i -го узла, кВА;

l_{AB} – суммарная длина участков сети, входящих в кольцо;

l_{iA} (l_{iB}) – длина всех участков от i -го узла до узла А (В).

Проверка расчетов производится по балансу мощностей, по формуле 4.3:

$$S_A + S_B = \sum_{i=1}^k S_i \quad (4.3)$$

$$8065 = 8065 \text{ кВА}.$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Потоки мощности в нормальном режиме

Участки КЛ	L, м	Потоки мощности,		
		P, кВт	Q, квар	S, кВА
РП-ТП4	350	4438	1078	4567
ТП4-ТП3	400	3043	794,5	3145
ТП3-ТП2	300	1681	334,7	1714
ТП2-ТП1	200	333	36,5	335
ТП5-ТП1	900	1012	248,2	1042
ТП6-ТП5	180	2162	563	2234
РП-ТП6	600	3401	818	3498

По данным таблицы 4.1 построим распределение потоков мощности на рисунке 4.3

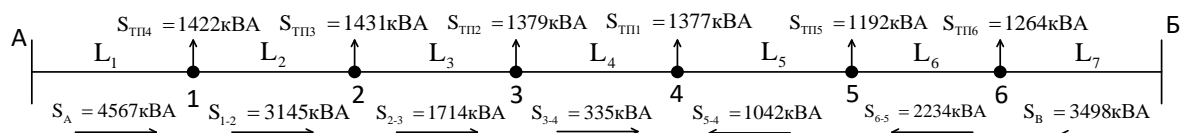


Рисунок 4.3 – Распределение потоков мощностей.

Аварийный режим в данной схеме представляет собой обрыв одной из питающих линий. Результаты расчетов потоков мощности для кольцевой схемы в послеаварийном режиме представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Аварийные режимы для кольцевой схемы

Участок	Обрыв РП-ТП4	Обрыв Рп-ТП6	S_{max} , кВА
	S_p , кВА	S_p , кВА	
РП-ТП4	-	8065,00	8065,00
ТП4-ТП3	1422,00	6643,00	6643,00
ТП3-ТП2	2853,00	5212,00	5212,00
ТП2-ТП1	4232,00	3833,00	4232,00
ТП1-ТП5	5609,00	2456,00	5609,00
ТП5-ТП6	6801,00	1264,00	6801,00
ТП6-РП	8065,00	-	8065,00

Данные, полученные в последних столбцах таблиц 4.1 и 4.2, являются исходными для выбора и проверки сечения кабелей.

Двухлучевая схема (рисунок 4.2) относится к числу разомкнутых сетей. В подобных сетях потоки мощности по участкам находятся последовательным суммированием нагрузок потребителей, начиная с более удаленного по отношению к базисному узлу. В данном случае базисным является РП.

Изначально кабельная линия принимается двухпроводной, с учетом необходимости обеспечения резерва. Результаты расчета приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Расчет двухлучевой схемы.

Участки	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
РП-ТП4	4105,00	1029,00	4232,00
ТП4-ТП3	2710,00	743,00	2810,00
ТП3-ТП2	1348,00	290,75	1379,00
РП-ТП6	3734,00	1047,00	3878,00
ТП6-ТП5	2495,00	779,70	2614,00
ТП5-ТП1	1346,00	458,70	1422,00

4.2 Расчет кабельных линий 10 кВ

Городские распределительные и питающие сети 10 кВ выполняются кабельными линиями и представляют собой сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с [1] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее следует принимать не менее 70 мм^2 .

Выбор кабельных линий осуществляется по экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии в нормальном режиме. Если сечение кабеля меньше значения, выбранного по экономической плотности тока, то возрастают потери электроэнергии. В противоположном случае возрастают затраты цветного металла.

Расчет проведем для участка РП-ТП4 в кольцевой схеме. Остальные данные занесем в таблицы

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 4.4:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_k}, \quad (4.4)$$

$$I_p = \frac{4567}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 132 \text{ А},$$

где S_p – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, $\text{кВ} \cdot \text{А}$;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение кабельной линии, кВ ;

n_k – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии, $n_k = 1$ шт.

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока определяется по формуле 4.5:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}}, \quad (4.5)$$

$$F_{\text{э}} = \frac{132}{1,2} = 110 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока.

Для жилых комплексов $T_m = 5300$ ч/год и согласно [1, табл.1.3.36] экономическая плотность тока $j_{\text{э}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$.

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 120 мм^2 . По каталожным данным [6, табл. 21.4] определяем длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 290 \text{ А}$.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки определяется по формуле 4.6:

$$\Gamma_{\text{доп}} = K_n \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

$$\Gamma_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1 \cdot 290 = 266,8 \text{ А},$$

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

где $K_p = 0,92$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [6, табл. 21.12];

$K_t = 1$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [6, табл. 21.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60 °С и температуре почвы 15 °С $K_t = 1$.

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме

$$\Gamma_{\text{доп}} > 2I_p$$

$$266,8 > 264 \text{ А}$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей второй категории. При этом нагрузка на линию удваивается. Если соотношение не выполняется необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла. Для сетей 10 кВ существенным становится требование к качеству электроэнергии. Согласно [6] потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 4.7:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (4.7)$$

$$\Delta U = \frac{(4438 \cdot 0,24 \cdot 0,35 + 1078 \cdot 0,081 \cdot 0,35) \cdot 10^3}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,2\%,$$

$$0,2\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%,$$

где P_p , Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6, табл. 21.4] Ом/км ;

l – длина кабельной линии, км.

Если потеря напряжений больше 5 % [6], то необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла.

Кроме требований на допустимый ток и потерю напряжения, выбранный кабель должен быть проверен на термическую стойкость. Расчеты токов короткого замыкания выполнены в разделе 6, где скорректирован выбор кабеля.

Для технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях по формуле 4.8. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников:

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ				

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_{\text{к}}, \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot 132^2 \cdot 0,258 \cdot 0,35 \cdot 2 = 9,44 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета кабельных линий представлены в таблицах 4.4 и 4.5 для кольцевой схемы и таблицах 4.6 и 4.7 для двухлучевой схемы.

Таблица 4.4 – Выбор кабельных линий 10 кВ для кольцевой схемы

Участки	S _p , кВА	I _p , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки
РП-ТП4	4567,00	132,00	110,00	120	ААШв(3х120)	В траншее
ТП4-ТП3	3145,00	91,00	75,60	95	ААШв(3х95)	В траншее
ТП3-ТП2	1714,00	49,60	41,20	70	ААШв(3х70)	В траншее
ТП2-ТП1	335,00	9,70	8,00	70	ААШв(3х70)	В траншее
ТП1-ТП5	1042,00	30,00	25,00	70	ААШв(3х70)	В траншее
ТП5-ТП6	2234,00	64,50	54,00	70	ААШв(3х70)	В траншее
ТП6-РП	3498,00	101,00	84,15	95	ААШв(3х95)	В траншее

Таблица 4.5 – Проверка кабельных линий 10 кВ для кольцевой схемы

Участки	I _{доп} , А	Γ _{доп} , А	2I _p , А	L, км	r ₀ , ом/км	x ₀ , ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт
РП-ТП4	290,00	266,80	263,70	0,35	0,24	0,08	0,20	9,44
ТП4-ТП3	255,00	234,60	181,60	0,40	0,32	0,08	0,21	6,43
ТП3-ТП2	210,00	193,20	99,00	0,30	0,44	0,09	0,12	1,95
ТП2-ТП1	210,00	193,20	19,30	0,20	0,44	0,09	0,02	0,05
ТП1-ТП5	210,00	193,20	60,20	0,90	0,44	0,09	0,20	2,10
ТП5-ТП6	210,00	193,20	129,00	0,18	0,44	0,09	0,10	1,94
ТП6-РП	255,00	234,60	201,96	0,60	0,32	0,09	0,35	11,94

Таблица 4.6 – Выбор кабельных линий 10 кВ для двухлучевой схемы

Участки	S _p , кВА	I _p , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки
РП-ТП4	4232,00	122,00	101,80	120	2хААШв(3х120)	В траншее
ТП4-ТП3	2810,00	81,00	67,60	70	2хААШв(3х70)	В траншее
ТП3-ТП2	1379,00	39,80	33,20	70	2хААШв(3х70)	В траншее
РП-ТП6	3878,00	112,00	93,30	95	2хААШв(3х95)	В траншее
ТП6-ТП5	2614,00	75,50	62,90	70	2хААШв(3х70)	В траншее
ТП5-ТП1	1422,00	41,00	34,20	70	2хААШв(3х70)	В траншее

Таблица 4.7 – Проверка кабельных линий 10 кВ для двухлучевой схемы

Участки	I _{доп} , А	Γ _{доп} , А	2I _p , А	L, км	r ₀ , ом/км	x ₀ , ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-ТП4	290,00	266,80	244,30	0,35	0,24	0,08	0,19	7,52
ТП4-ТП3	210,00	193,20	162,20	0,40	0,44	0,09	0,25	6,99
ТП3-ТП2	210,00	193,20	79,60	0,30	0,44	0,09	0,10	1,26

где m – стоимость 1 кВт активных нагрузочных потерь, тыс. руб./кВт·год;

$R_{кл}$ – величина потерь активной мощности в кабельных линиях, кВт.

Стоимость 1 кВт потерь электроэнергии определяется по формуле 4.14:

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) * \tau_M, \quad (4.14)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа [10], =708,3 руб./кВт месяц;

β – дополнительная ставка [10], = 0,8838 руб./кВт·ч;

T_M – число часов использования максимума электрической нагрузки, согласно [2, табл. 2.4.4] принимаем $T_M = 5300$ ч ;

τ_M – число часов использования максимума потерь, определяющиеся по формуле 4.15:

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right) * T_G, \quad (4.15)$$

где T_G – годовое число часов работы оборудования, $T_G=8760$ ч

Таким образом получаем:

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{5300}{10^4} \right) * 8760 = 3765,8 \text{ ч,}$$

$$m = \left(\frac{708,3}{5300} + 0,8838 \right) * 3765,8 = 9,32 \text{ тыс. руб./кВт . год.}$$

Результаты расчетов для обоих вариантов представлены в таблицах 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8 – Техничко-экономические показатели варианта 1

Участок цепи	Параметры кабеля	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб
1	2	3	4	5
РП-ТП4	ААШв(3х120)	0,35	660,00	231,00
ТП4-ТП3	ААШв(3х95)	0,40	560,00	224,00
ТП3-ТП2	ААШв(3х70)	0,30	468,00	140,40
ТП2-ТП1	ААШв(3х70)	0,20	468,00	93,60
ТП5-ТП1	ААШв(3х70)	0,90	468,00	421,20
ТП6-ТП5	ААШв(3х70)	0,18	468,00	75,80
РП-ТП6	ААШв(3х95)	0,60	560,00	3360
Итого по варианту 1				1522,00

Продолжение таблицы 4.8

Участок цепи	I_A тыс. руб/ год	$I_{г.р}$ тыс. руб/ год	ΔP , кВт	$I_{п}$ тыс. руб/ год	I_n тыс. руб/ год	Z , тыс. руб/ год
1	6	7	8	9	10	11
РП-ТП4	6,93	3,465	9,44	88	98,4	126,12
ТП4-ТП3	6,72	3,36	6,429	59,9	69,98	96,86

Окончание таблицы 4.8

1	6	7	8	9	10	11
ТП3-ТП2	4,20	2,10	1,95	18,20	24,50	41,35
ТП2-ТП1	2,80	1,40	0,05	0,46	4,67	15,90
ТП5-ТП1	12,64	6,32	2,10	19,60	38,56	89,10
ТП6-ТП5	2,28	1,14	1,94	18,13	21,55	30,65
РП-ТП6	10,00	5,00	11,94	111,30	126,30	166,60
Итого по варианту 1						566,60

Таблица 4.9 – Технико-экономические показатели варианта 2

Участок цепи	Параметры кабеля	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб
1	2	3	4	5
РП-ТП4	2хААШв(3х120)	0,35	1320,00	462,00
ТП4-ТП3	2хААШв(3х70)	0,40	936,00	374,40
ТП3-ТП2	2хААШв(3х70)	0,30	936,00	288,90
РП-ТП6	2хААШв(3х95)	0,60	1120,00	672,00
ТП6-ТП5	2хААШв(3х70)	0,18	936,00	168,50
ТП5-ТП1	2хААШв(3х70)	0,90	936,00	842,40
Итого по варианту 2				2808,00

Продолжение таблицы 4.9

Участок цепи	I _д тыс. руб/ год	I _{т.р} тыс. руб/ год	ΔP, кВт	I _п тыс. руб/ год	I _н тыс. руб/ год	З, тыс. руб/ год
1	6	7	8	9	10	11
РП-ТП4	13,86	6,93	7,52	70,10	90,90	146,34
ТП4-ТП3	11,20	5,60	6,99	65,20	82,00	126,93
ТП3-ТП2	8,67	4,34	1,26	11,80	24,80	59,50
РП-ТП6	20,20	10,10	15,13	141,00	171,30	251,94
ТП6-ТП5	5,00	2,50	2,73	25,40	32,90	53,12
ТП5-ТП1	25,30	12,65	4,02	37,50	75,45	176,54
Итого по варианту 2						814,37

4.4 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

Расчет кабельных линий 0.4 кВ аналогичен расчету кабельных линий 10 кВ [5]. Проведем расчет для дома №24. Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме по формуле 4.4:

$$I_p = \frac{535,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 4} = 193,2 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока и рассчитывается по формуле 4.5:

$$F_{\text{э}} = \frac{193,2}{1,2} = 161 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока.

Для жилых комплексов $T_{\text{м}} = 5300$ ч/год и согласно [1, табл.1.3.36] экономическая плотность тока $j_{\text{э}} = 1,2$ А/мм².

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 185 мм². По каталожным данным [6, табл. 21.4] определяем длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 321$ А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле 4.6:

$$I_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 1 \cdot 321 = 269,4 \text{ А},$$

где $K_{\text{п}} = 0,84$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [6, табл. 21.12];

$K_{\text{т}} = 1$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [6, табл. 21.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60 С и температуре почвы 15 °С $K_{\text{т}} = 1$.

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} > \frac{5}{4} I_{\text{р}},$$

$$269,4 > 241,5 \text{ А},$$

$$\Delta U = \frac{(525,5 \cdot 0,16 \cdot 0,1 + 105 \cdot 0,059 \cdot 0,1) \cdot 10^3}{2 \cdot (0,4 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 2,8\%,$$

$$2,8\% \leq \Delta 5\%.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.10. При выборе оборудования использовалась справочная литература [8].

Таблица 4.10 – Расчет кабельных линий 0,4 кВ

КЛ	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ кВар	$I_{\text{н}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	Тип и количество кабелей	$I_{\text{доп}},$ А	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-24	525,50	105,00	185,00	241,50	4хААШв(4х185)	321,00	2,80
ТП1-22	394,80	79,00	120,00	181,00	4хААШв(4х120)	270,00	1,70
ТП1-22а	127,00	25,40	95,00	187,00	2хААШв(4х95)	290,00	1,20
ТП1-22б	178,90	35,70	120,00	263,00	2хААШв(4х120)	270,00	1,40
ТП1-24а	120,00	45,60	95,00	185,00	2хААШв(4х95)	290,00	1,10
ТП2-95	784,90	157,00	240,00	360,00	4хААШв(4х240)	374,00	3,10
ТП2-93	564,00	112,80	185,00	259,00	4хААШв(4х185)	321,00	2,70

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП2-22в	59,40	22,60	50,00	92,00	2хААШВ(4х50)	275,00	0,80
ТП3-18	150,90	30,20	95,00	222,00	2хААШВ(4х95)	290,00	1,30
ТП3-16	300,50	60,00	95,00	89,00	4хААШВ(4х95)	240,00	1,50
ТП3-20	150,90	30,20	95,00	222,00	2хААШВ(4х95)	290,00	1,30
ТП3-89	293,30	58,80	95,00	87,00	4хААШВ(4х95)	240,00	1,50
ТП4-87а	772,50	154,50	240,00	227,00	4хААШВ(4х240)	374,00	3,10
ТП4-85а	622,20	124,50	240,00	183,00	4хААШВ(4х240)	374,00	2,90
ТП5-54	493,60	98,70	185,00	145,00	4хААШВ(4х185)	321,00	2,60
ТП5-5	227,60	45,50	150,00	334,00	2хААШВ(4х150)	385,00	1,40
ТП5-15	327,80	65,60	120,00	96,50	4хААШВ(4х120)	270,00	1,60
ТП5-54а	71,00	27,00	50,00	110,00	2хААШВ(4х50)	275,00	0,90
ТП6-52	481,00	96,20	150,00	142,00	4хААШВ(4х150)	305,00	2,60
ТП6-52б	359,10	71,80	120,00	105,00	4хААШВ(4х120)	270,00	1,60
ТП6-13	236,00	47,20	150,00	347,00	2хААШВ(4х150)	385,00	1,40
ТП6-3	163,30	32,70	120,00	240,40	2хААШВ(4х120)	270,00	1,30

Выводы по разделу 4

Приведенные затраты по варианту 1 (кольцевая схема) меньше, чем затраты по варианту 2 (двухлучевая схема).. В результате принята кольцевая схема внутреннего электроснабжения.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет в электрических сетях более 1 кВ

Для упрощения практических расчетов токов КЗ в распределительных электрических сетях напряжением выше 1 кВ принято не учитывать следующие факторы: переходное сопротивление в месте КЗ, сопротивления всех трех фаз трансформаторов, линий, реакторов и других элементов сети считаются одинаковыми, не учитываются токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки.

Все повреждения сетей рассматриваются как металлические КЗ двух или трех фаз или КЗ одной фазы на землю.

Вместе с тем в этих расчетах имеется ряд особенностей:

изменение мощности короткого замыкания энергосистемы, т.е. расчет максимального и минимального токов КЗ; необходимость учета изменения сопротивления некоторых типов трансформаторов с РПН при изменении положения регулятора РПН.

Расчеты электрических сетей регламентированы нормативными документами [9]. В начале расчета токов КЗ составляется схема замещения, на которой все элементы расчетной схемы представляются в виде электрических сопротивлений (рисунок 5.1). Питающая система до шин высокого напряжения (ВН) подстанции представляется индуктивным сопротивлением для максимального $X_{с.макс}$ и минимального $X_{с.мин}$ режимов работы системы. В максимальном режиме в системе включены все генераторы, все питающие линии, автотрансформаторы и другие питающие элементы, при этом мощность КЗ на шинах ВН подстанции имеет наибольшее значение. В минимальном режиме отключена часть питающих элементов, и мощность КЗ имеет наименьшее значение.

Параметры электрической сети:

- 1) Напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ;
- 2) Мощность КЗ системы от $S_{к.мин}=3200$ МВА до $S_{к.мак}=4000$ МВА;
- 3) Трансформатор подстанции ТРДН-40000/110/10 с напряжением КЗ $U_K = 10,5 \%$;
- 4) Линия от РП до ТП длиной $L=150$ м с кабелем ААШв(3×70) удельным Сопротивлением $x_0 = 0,086$ Ом/км.

Значения токов короткого замыкания определяются в точках К2 и К3 в максимальном и минимальном режимах работы системы. Для максимального режима рассчитываются токи трехфазного короткого замыкания, для минимального - токи двухфазного короткого замыкания.

Расчет проводим в относительных единицах [11]. Базисную мощность примем $S_б=1000$ МВА. Принимаем средние значения напряжений сети: $U_{ср1} = 10,5$ кВ, $U_{ср2} = 0,4$ кВ.

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

Сопротивление системы определяется по формулам 5.1 и 5.2:
 В максимальном режиме:

$$X_{c.max} = \frac{S_6}{S_{k.max}}, \quad (5.1)$$

$$X_{c.max} = \frac{1000}{4000} = 0,25 \text{ Ом.}$$

В минимальном режиме:

$$X_{c.min} = \frac{S_6}{S_{k.min}}, \quad (5.2)$$

$$X_{c.min} = \frac{1000}{3200} = 0,31 \text{ Ом.}$$

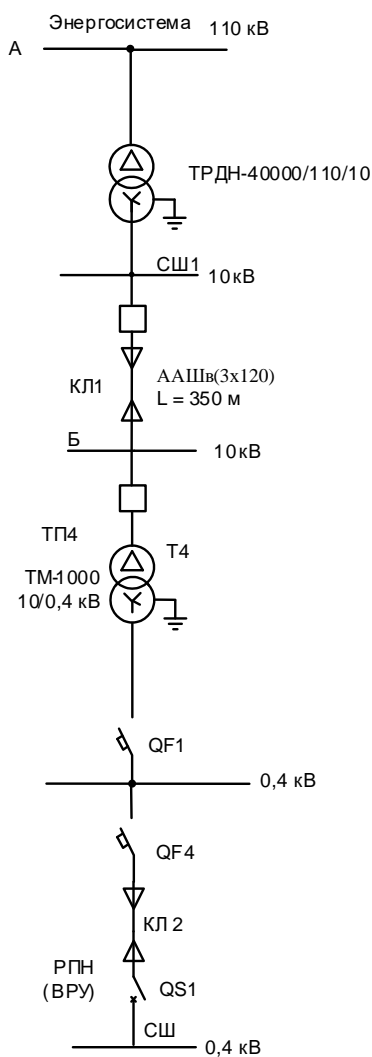


Рисунок 5.1 – Схема замещения

Сопrotивления трансформатора подстанции с учетом регулирования РПН в максимальном режиме определяется по формуле 5.3:

$$X_{T.max} = 1,875 \cdot \frac{u_{кз} \cdot (1 - \Delta u) \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_T}, \quad (5.3)$$

$$X_{T.max} = 1,875 \cdot \frac{10,5 \cdot (1 - 16) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 4,134 \text{ Ом.}$$

В минимальном режиме по формуле 5.4:

$$X_{T.min} = 1,875 \cdot \frac{u_{кз} \cdot (1 + \Delta u) \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_T} \quad (5.4)$$

$$X_{T.min} = 1,875 \cdot \frac{10,5 \cdot (1 + 16) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 5,709 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление кабельной линии КЛ1 определяется по формуле 5.5:

$$X_{КЛ1} = \frac{X_{КЛ1} \cdot l \cdot S_{\phi}}{n \cdot U_{cp}^2}, \quad (5.5)$$

$$X_{КЛ1} = \frac{0,081 \cdot 0,35 \cdot 1000}{1 \cdot 10,5^2} = 0,257 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление кабельной линии КЛ1:

В общем случае для каждой ступени напряжения определяется базисный ток короткого замыкания по формуле 5.6:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст}}. \quad (5.6)$$

И потом ток трехфазного короткого замыкания в какой-либо точке по формуле 5.7:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (5.7)$$

где X_{Σ} – суммарное сопротивление от энергосистемы до точки, приведенное к базисным условиям.

При определении максимальных токов КЗ рассматриваем максимальный режим работы энергосистемы ($S_{к.макс}$ и соответственно сопротивление системы $X_{с.макс}$) при минимальных сопротивлениях рассматриваемой схемы электроснабжения $X_{т.мин}$ и $X_{л.мин}$.

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

Таблица 5.1 – Расчетные значения токов и мощностей КЗ на ВН

	Место точек расчета короткого замыкания		
	А	Б	В
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА	20,00	12,24	11,85
Максимальная мощность КЗ, $S_{К.МАКС} = \sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}$, МВА	3999,70	222,86	215,50
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА	14,03	7,91	7,59
Минимальная мощность КЗ, $S_{К.МИН} = 2 \cdot U_{СТ} \cdot I_{К.МИН}^{(2)}$, МВА	3226,00	143,90	138,00

5.3 Расчет токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ

Схема распределительной сети от ТП до ВРУ дома представлена на рисунке 5.2.

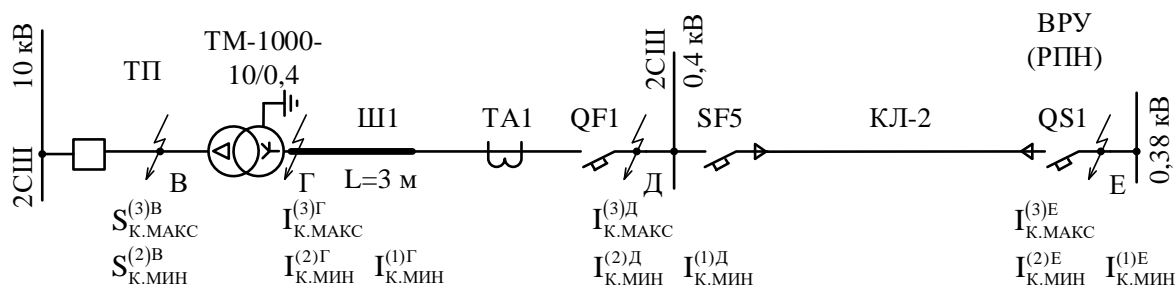


Рисунок 5.2 Схема замещения для расчета токов КЗ в электрической сети напряжением менее 1 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках до 1 кВ необходимо учитывать [11] активные и индуктивные сопротивления всех элементов, включая силовые трансформаторы, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей и проводники. Необходимо также учитывать:

изменение активного сопротивления проводников в цепи вследствие их нагрева при коротком замыкании;

сопротивление электрической дуги в месте короткого замыкания.

При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ - в данном случае сети 380 В. Расчеты токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется производить в именованных единицах, а активные и индуктивные сопротивления - выразить в миллиомах (МОм).

При расчетах токов КЗ допускается:

-максимально упрощать всю внешнюю сеть напряжением 10 кВ и более по отношению к месту КЗ, представив ее системой бесконечной мощности с сопротивлением X_C , и учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

-принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения, которые связывают трансформаторы.

Под трехфазным КЗ подразумевается короткое замыкание между тремя фазами в электрической системе.

Схема замещения для расчета трехфазного тока КЗ представлена на рисунке 5.3

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле 5.9:

$$I_{к.макс}^{(3)З} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot Z_k}, \quad (5.9)$$

где $U_{ср2} = 0.4$ кВ - среднее номинальное напряжение сети;

$$Z_k = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$R_{1К}$ и $X_{1К}$ - суммарное активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ.

Исходные данные для расчета:

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора в точке КЗ при максимальном режиме работы составляет $S_{КЗк.макс} = 1,73 * 10,5 * 11,85 = 215,5$ МВА, при минимальном режиме – $S_{КЗк.мин} = 2 * 10,5 * 7,587 = 138$ МВА.

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шинопровод длиной 3 м. Номинальный ток трансформатора ТМЗ-1000-10/0,4 при напряжении 0.4 кВ составляет $I_{Т.н} = 2500$ А, с учетом перегрузки ток трансформатора может достигать величины 3500 А. Поэтому в качестве исходных данных возьмем шинопровод ШМА на ток 3600 А [9, табл. П.3.1]:

удельные сопротивления фазы [9] $R_{1уд.ш} = 0,01$ мОм/м, $X_{1уд.ш} = 0,005$ мОм/м;
удельные сопротивления нулевой шины [9] $R_{0.уд.ш} = 0,064$ мОм/м, $X_{0.уд.ш} = 0,035$ мОм/м.

Сопротивление системы определяется по формулам 5.10-5.11:

В максимальном режиме работы:

$$X_{с.макс} = \frac{U_{ср}^2}{S_{к.макс}}, \quad (5.10)$$

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ				

$$X_{c.max} = \frac{0,4^2}{215,5} = 0,74 \text{ мОм.}$$

В минимальном режиме работы:

$$X_{c.min} = \frac{U_{cp}^2}{S_{k.min}}, \quad (5.11)$$

$$X_{c.min} = \frac{0,4^2}{138} = 2,9 \text{ мОм.}$$

Сопротивления трансформатора ТМ-1000/10/0,4 кВА [8]: $R_T = 2,4 \text{ мОм}$,
 $X_T = 8,5 \text{ мОм}$.

Сопротивление шинпровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем

$$R_{1ш} = R_{0уд.ш} \cdot L = 0,03 \cdot 3 = 0,09 \text{ мОм};$$

$$X_{1ш} = X_{0уд.ш} \cdot L = 0,015 \cdot 3 = 0,045 \text{ мОм.}$$

Сопротивления:

выключатель QF1 (3200 А): $R_{QF3} = 0,1 \text{ мОм}$, $X_{QF3} = 0,05 \text{ мОм}$.

- активное сопротивление заземляющей дуги [9, табл. П.7] $R_d = 7 \text{ мОм}$.

Точка Г:

$$R_{(г)} = R_T + R_d,$$

$$R_{(г)} = 2,4 + 7 = 9,4 \text{ мОм};$$

$$X_{(г)} = X_T + X_{c.max},$$

$$X_{(г)} = 8,5 + 0,74 = 9,24 \text{ мОм},$$

$$Z_{(г)} = \sqrt{R_{(г)}^2 + X_{(г)}^2},$$

$$Z_{(г)} = 13,2 \text{ мОм},$$

$$I_{(г)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(г)}},$$

$$I_{(г)} = 17,5 \text{ кА.}$$

										Лист
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

Точка Д:

$$R_{(Д)} = R_T + R_D + R_{1ш} + R_{Qf1},$$

$$R_{(Д)} = 2,4 + 7 + 0,09 + 0,1 = 9,59 \text{ мОм};$$

$$X_{(Г)} = X_T + X_{Cmax} + X_{1ш} + X_{Qf1},$$

$$X_{(Г)} = 8,5 + 0,74 + 0,045 + 0,05 = 9,335.$$

$$Z_{(Д)} = 13,4 \text{ мОм},$$

$$I_{(Д)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(Д)}},$$

$$I_{(Д)} = 17,26 \text{ кА}.$$

Аналогично выполняем расчет токов двухфазного короткого замыкания. В расчетах необходимо заменить максимальное сопротивление сети $X_{C.МАКС}$ на минимальное сопротивление сети $X_{C.МИН}$:

Точка Г:

$$R_{(Г)} = R_T + R_D,$$

$$R_{(Г)} = 2,4 + 7 = 9,4 \text{ мОм};$$

$$X_{(Г)} = X_T + X_{Cmin},$$

$$X_{(Г)} = 8,5 + 2,9 = 11,4 \text{ мОм},$$

$$Z_{(Г)} = 14,76 \text{ мОм},$$

$$I_{(Г)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(Г)}},$$

$$I_{(Г)} = 15,63 \text{ кА}.$$

Точка Д:

$$R_{(Д)} = R_T + R_D + R_{1ш} + R_{Qf1};$$

$$R_{(Д)} = 2,4 + 7 + 0,09 + 0,1 = 9,59 \text{ мОм};$$

$$X_{(Г)} = X_T + X_{Cmin} + X_{1ш} + X_{Qf1},$$

					13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

6 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Рассмотрим распределение электрической энергии внутри жилого здания, имеющего 9 этажей и 11 подъездов (номер 24 на плане), принадлежащего ко II категории по надежности [7].

В подвальном этаже здания устанавливается вводно-распределительное устройство для присоединения внутренних электрических сетей здания к внешним питающим линиям, а также для распределения электрической энергии внутри здания и защиты отходящих линий от перегрузок и КЗ.

Питание электроприемников здания осуществляется четырьмя взаиморезервируемыми кабелями 4×ААШв(4×185). Для защиты внешних сетей на вводах автоматические выключатели.

6.1 Выбор электрооборудования линий, питающих квартиры

К питающим горизонтальным линиям, отходящим от ВРУ, подключаются стояки, по одному на каждый подъезд.

Определим расчетную нагрузку на вертикальную питающую магистраль (стояк). Нагрузка жилого дома № 24 525,5 кВт и 105 кВАр. В доме 11 подъездов и 11 стояков. Тогда расчетная нагрузка на один стояк 47,8 кВт.

Расчетный ток в стояках определяется по формуле 6.1:

$$I_{\text{ст.макс}} = \frac{P_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos\varphi}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{ст.макс}} = \frac{47,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 70,4 \text{ А},$$

где $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$ – линейное напряжение сети;

$\cos\varphi = 0,98$ – коэффициент мощности.

Для защиты линии стояка выбираем [8] автоматический выключатель ВА51–35 с током расцепителя 80 А. По току нагрузки и из условий допустимого нагрева выбираем сечение проводов для стояков, выполненных проводами марки ВВГ 5х10 проложенных в каналах. Для выбранной марки проводов выполняется условие [8]:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}, \\ 70,4 \text{ А} \leq 80 \text{ А}.$$

Проверим принятое сечение на соответствие току защитного аппарата:

					13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$I_{\text{пл.вст}} = 31,5 > \frac{45}{2,5} = 18 \text{ А,}$$

Следовательно, принимаем к установке предохранители типа ПН2- 60/ 31,5.

Сделаем проверку автоматических выключателей и предохранителей по надежности срабатывания. Действие предохранителя и автоматов обеспечивается, если выполняется условие по току двухфазного короткого замыкания в точке Д. $I_{\text{к}}^{(2)} = 15,55 \text{ кА} > 3 \cdot 31,5 = 94,5 \text{ А}$. Принятые номинальные токи предохранителя и плавких вставок обеспечивают в сети селективную работу защиты.

По току нагрузки из условий допустимого нагрева выбираем сечение кабеля для одной лифтовой установки, выполненных проводом марки АПВ и проложенных в каналах. По [3, таблица 1.3.7] принимаем сечение фазных и нулевых проводов 16 мм² из условия:

$$I_{\text{пуск,дв}} = 46,5 \leq I_{\text{доп}} = 48 \text{ А,}$$

$$K_3 = \frac{48}{31,5} = 1,5 \geq 1.$$

Так как условие выполняется, то оставляем выбранное сечение проводов.

Выводы по разделу 6

В данном разделе было рассчитано оборудование для питания дома №24

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ 10/0,4 КВ

7.1 Организация работы релейной защиты.

Рассмотрим релейную защиту трансформатора ТМ-400-10/0,4 двухтрансформаторной подстанции. Для этого возьмем принципиальную электрическую схему фрагмента СЭС, представленную на рисунке 16, включающую кабельные линии и прилегающие к ним сверху и снизу элементы системы электроснабжения.

Рассмотрение и расчет защиты электрической сети напряжением 10/0,4 кВ будем вести последовательно снизу-вверх, начиная с защит, установленных на отходящих от ТП линий.

Номинальный ток трансформатора мощностью $S_{т.н} = 400$ кВА на стороне НН рассчитывается по формуле 7.1:

$$I_{ТН}^{НН} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (7.1)$$

$$I_{ТН}^{НН} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 400} \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска вычисляется по формуле 7.2:

$$K_{сзп} = \frac{\Gamma_{РАБ.МАКС} + \Gamma_{ПУСК}}{I_{РАБ.МАКС}}, \quad (7.2)$$

$$K_{сзп} = (70+400) / 140 = 3,36$$

Рабочий максимальный ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 с учётом принятых положений составит:

$$I_{РАБ.МАКС} = K_{з.п.} \cdot I_{ТН}^{НН} = 1,6 \cdot 577,35 = 923,76 \text{ А}$$

Пиковый ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 при коэффициенте самозапуска $K_{сзп} = 3,36$ вычисляется по формуле 7.3

$$I_{ПИК} = K_{з.п.} \cdot I_{ТН}^{НН}, \quad (7.3)$$

$$I_{ПИК} = 3,36 \cdot 923,76 = 3103,83 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{раб.максQF3} = 0,7 \cdot I_{раб.макс}, \quad (7.4)$$

					13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$I_{\text{раб.максQF3}} = 0,7 \cdot 923,76 = 646,6 \text{ А.}$$

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3 равен

$$I_{\text{пикQF3}} = 3,36 \cdot 646,6 = 2172,6 \text{ А.}$$

Характеристики выключателя QF4, приведены в таблице 7.2.

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле 7.5:

$$I_{\text{ТН}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \text{ А,} \quad (7.5)$$

$$I_{\text{ТН}}^{\text{ВН}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 23,09 \text{ А,}$$

$$I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}} = 23,09 \cdot 1,6 = 36,94 \text{ А.}$$

Токи КЗ сведены в таблицу 7.1

Таблица 7.1 – Токи КЗ

	Место точек расчета короткого замыкания, Ка		
	Д	Е	Ж
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$, кА	9,72	9,66	12,23
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$, кА	4,35	8,10	9,70
Ток однофазного КЗ $I_{\text{к.п}}^{(1)}$, кА	-	9,53	11,65

На рисунке 7.1 Представлена Электрическая схема защищаемого элемента

7.1 Расчет защиты, установленной на секционном выключателе.

7.1.1 Выбор выключателя QF3

Номинальный ток секционного автоматического выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающему по нему рабочего максимального тока

$$I_{\text{QF3.Н}} \geq I_{\text{раб.максQF3}} = 646,6 \text{ А.}$$

По каталогу [6, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW08N1 с номинальным током $I_n = 800 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В полный ток отключения $I_{\text{сш}} = 42 \text{ кА}$.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [2, с.22-25].

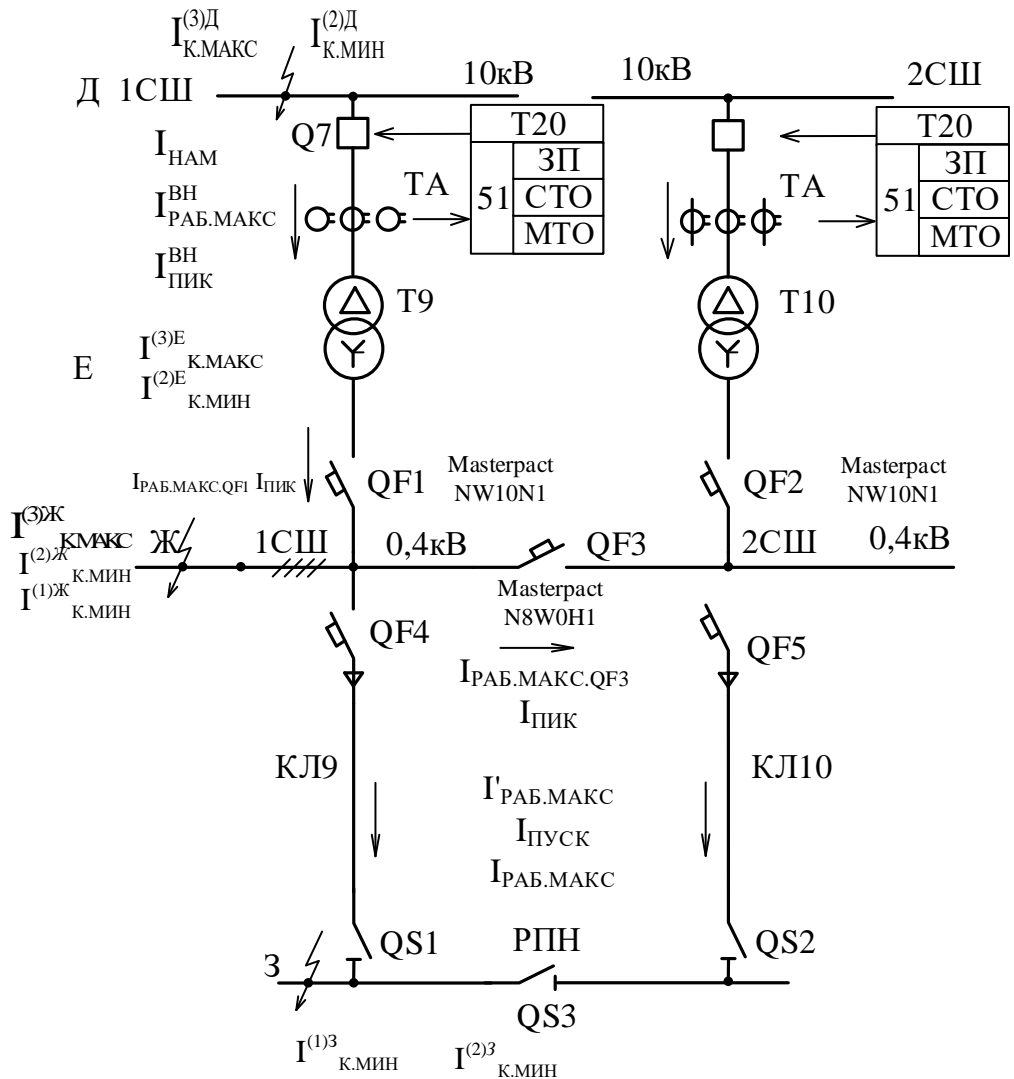


Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема цепи

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [2, с.22-25].

Стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 7.2.

Блок контроля и управления Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- 1) защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- 2) селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- 3) мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i .

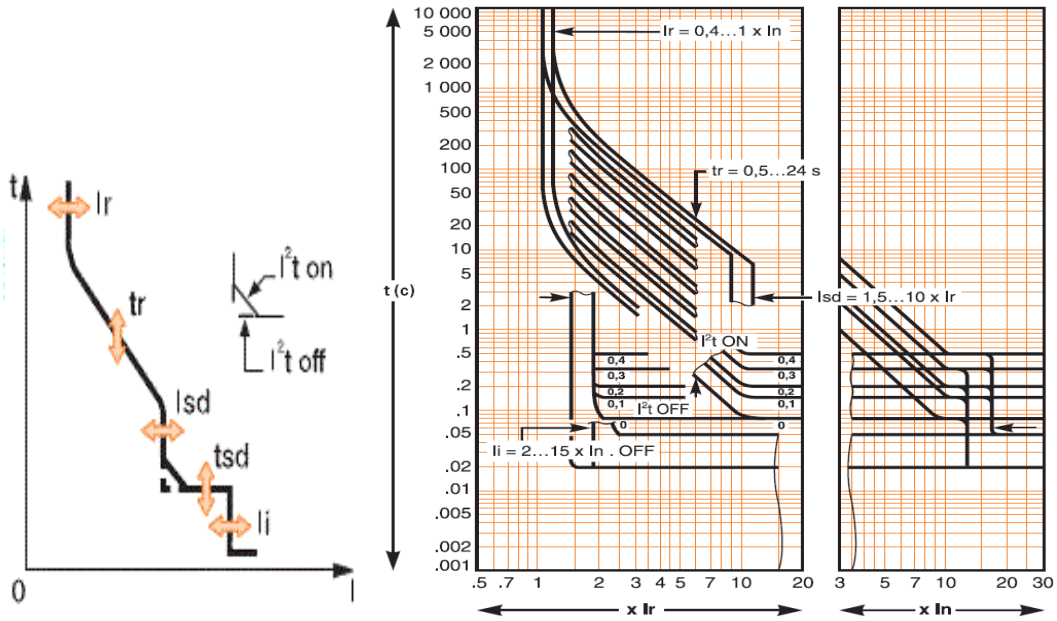


Рисунок 7.2 Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

7.1.2 Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{QF3.H} \geq I_{\text{раб.макс}QF3} = 646,6 \text{ А.}$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.H} = I_n = 800 \text{ А}$. Блок позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4 - 1,0) \cdot I_n$, регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели рисунок 7.3.

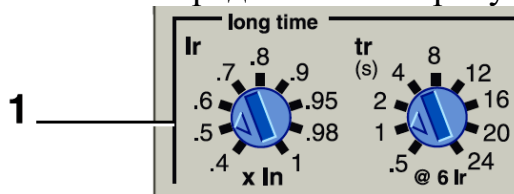


Рисунок 7.3 Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 задание уставок защиты от перегрузки

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_p}{I_H} = \frac{646,6}{800} = 0,808 \leq I_0 \cdot I_p.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r/I_n = 0,9$. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF3} = 0,9 \cdot 800 = 720 \text{ А}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [6, с.25] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 720 = 756 \text{ А} \text{ и } I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 720 = 864 \text{ А.}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания I_{nd} . QF3 = 756 А защиты от перегруза выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания I_d . QF4 = 182 А защиты от перегруза выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF3 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящих плавкого предохранителя F3 и автоматического выключателя QF4. Учитывая изложенное, примем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной t_r . QF3 = 4 с при токе $6 \cdot I_r$. QF3 = $6 \cdot 720 = 4320 \text{ А}$.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при t_r . QF3 = 4 с согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [6, с.25]:

$$70-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 720 = 1080 \text{ А;}$$

$$3,2-4,0 \text{ с при токе } 6 \cdot I_r = 6 \cdot 720 = 4320 \text{ А;}$$

$$2,16-2,7 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 720 = 5184 \text{ А.}$$

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF3.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН вычисляется по формуле 7.6:

$$K_{чзп} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)З}}{1,05 \cdot I_{r.QF3}}, \quad (7.6)$$

$$K_{чзп} = \frac{1116}{1,05 \cdot 720} = 1,48 \leq 3$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удаленным КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение:

$$I_{К.МИН}^{(1)З} = K_{доп} \cdot 1,05 \cdot I_{sd}$$
$$I_{К.МИН}^{(1)З} = 3 \cdot 1,05 \cdot 720 = 2268 \text{ А}$$

7.1.3 Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{пик QF3} = 1939,8 \text{ А}$, который протекает по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется в пределах $I_{sd} = (210) \cdot I_r$. Для

										Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{пик. QF3}}$ к уставке тока $I_{r, QF3}$

$$\frac{I_{\text{пик. QF3}}}{I_{p, QF3}} = \frac{2172,6}{720} = 3,02 \leq \frac{I_{sd, QF3}}{I_{p, QF3}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd, QF3} = 4 \cdot I_{r, QF3} = 4 \cdot 720 = 2880 \text{ А}$
 Этому соответствует 4-е положение переключателя уставок I_{sd} , рисунок 7.4.

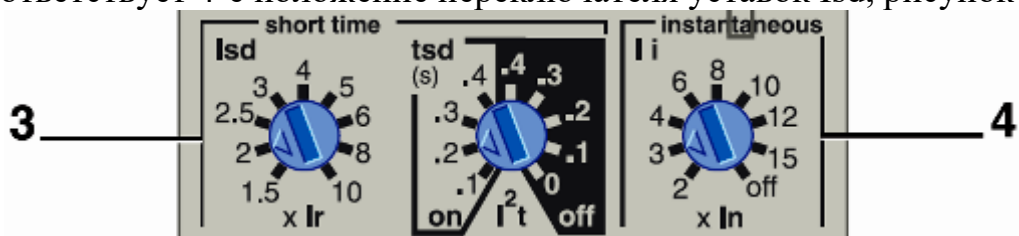


Рисунок 7.4 Переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF4. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения:

$$\frac{I_{sd, QF3}}{I_{sd, QF4}} = \frac{2880}{560} = 5,14 > K_{н.согл} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 примем $I_{sd, QF3} = 2880 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [2, с.25] и находится в пределах $(0,9-1,1) I_{sd}$.

Определим границы $\Delta I_{sd, QF3}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 2880 = 2592 \text{ А и } 1,1 \cdot 2880 = 3168 \text{ А}.$$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd, QF3} = 2592 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd, QF4} = 644 \text{ А}$, т.е. наложения времятоковых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН определяется по формуле 7.7

$$K_{\text{чсо}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(1)3}}{I_{sd, QF3}} \tag{7.6}$$

$$K_{\text{чсо}} = \frac{1116}{2880} = 0,39 \leq K_{\text{чдоп}} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF3 к удаленным токам КЗ.

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящих выключателя QF4 и плавкой вставки предохранителя F3. Согласование защитных ВТХ выключателя QF3 и предохранителя F3 можно проверить только при построении характеристик. Поэтому пока проведем согласование уставок по времени выключателей QF3 и QF4. постоянная минимальная выдержка времени расцепителя STR22SE перед отключением составляет $t_{sd. QF4} \leq 40$ мс. Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t,$$

$$t_{sd.QF3} = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с.}$$

Ближайшее большее значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 составляет $t_{sd. QF3} = 0,2$ с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd. QF3} = 0,14-0,2$ с [2, с.25].

7.1.4 Мгновенная токовая отсечка

Уставку тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (215) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы. Примем 6-ти кратную уставку: $I_i = 6 \cdot 800 = 4800$ А.

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [2, с.25]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут $0,9 \cdot 4800 = 4320$ А и $1,1 \cdot 4800 = 5280$ А.

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_i. QF3 = 4320$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_i. QF4 = 2024$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут. Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF3 по формуле 7.8

$$K_{чмо} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Ж}}{I_{iQF3}}, \quad (7.6)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						53

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

$$K_{\text{чмо}} = \frac{9708}{4800} = 2,02 > K_{\text{доп}} = 2.$$

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{\text{сш}} = 42$ кА, что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)Ж} = 12231 \text{ А}$$

7.2 Выбор выключателей QF1 и QF2

7.2.1 Защита от перегрузки

Номинальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 должен быть равным или больше тока, протекающего по ним рабочего максимального тока:

$$I_{\text{QF1.Н}} \geq I_{\text{раб. макс}} = 923,76 \text{ А}$$

По каталогу [6, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW10Н1 с номинальным током $I_{\text{н}} = 1000$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В - полный ток отключения $I_{\text{сш}} = 65$ кА (действующий).

Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [2, с.22–25]. Блок Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит (рис. 20)

- 1) защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока $I_{\text{г}}$ и времени $t_{\text{г}}$;
 - 2) селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока $I_{\text{сд}}$ и времени $t_{\text{сд}}$;
 - 3) мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока $I_{\text{и}}$
- Уставка тока защиты от перегрузки $I_{\text{г}}$ также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{\text{гQF1.Н}} \geq I_{\text{раб. макс. QF1}} = 923,76 \text{ А}$$

Полученное значение уставки по току $I_{\text{г}}$ значительно меньше номинального тока выключателя $I_{\text{QF3.Н}} = I_{\text{н}} = 1000$ А. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_{\text{н}}$.

Для определения положения переключателя $I_{\text{г}}$ рассматривается соотношение

$$\frac{I_{\text{г}}}{I_{\text{н}}} = \frac{923,76}{1000} = 0,924 \leq I_0 \cdot I_{\text{г}}$$

Выбираем относительное значение уставки тока, равное $I_{\text{г}}/I_{\text{н}} = 0,95$. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{\text{г. QF1}} = 0,95 \cdot 1000 = 950 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [5, с.25] будут равны

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF1} = 4 \cdot I_{r.QF1} = 4 \cdot 950 = 3800 \text{ А}$.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} = \frac{3800}{2880} = 1,32 > K_{н.согл} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок тока двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку тока селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{sd.QF1} = 3800 \text{ А}$. Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [5, с.25] и находится в пределах $(0,9-1,1) I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd.QF1}$ зоны разброса срабатывания $0,9 \cdot 3800 = 3420 \text{ А}$ и $1,1 \cdot 3800 = 4180 \text{ А}$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF1} = 3420 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 2880 \text{ А}$, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.со} = \frac{I_{к.мин}^{(1)к}}{I_{sd.QF1}} = \frac{1116}{3800} = 0,3 \leq K_{ч.доп} = 3$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF1 к удаленным токам КЗ. Выбор уставки времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3. Следовательно, учитывая выражение (9.33), уставка должна быть $t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с}$. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23-0,32 \text{ с}$ [2, с.25].

7.2.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$.

Примем 6-ти кратную уставку $I_{i.QF1} = 6 \cdot 1000 = 6000 \text{ А}$.

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [5, с.25]. Тогда границы $\Delta I_i.QF1$ зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 6000 = 5400 \text{ А} \text{ и } 1,1 \cdot 6000 = 6600 \text{ А}.$$

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i.QF1} = 5400 \text{ А}$ мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF3} = 4800 \text{ А}$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						56

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

Таблица 7.2 – Характеристики выключателей

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.МАКС} , А	I _н , А	Защита от перегруза								
				I _r , А	$\frac{t, c}{I_{nd}, A/o.e.}$	$\frac{t, c}{I_d, A/o.e.}$	$\frac{t_r, c}{I, kA}$	Время срабатывания, с при значениях тока, кА, отнесенного к току I _r			I _{к.мин} ⁽¹⁾ , кА	K _{ч.зп}
Вводной выключатель	QF1, QF2, Masterpact NW10N1, Micrologic 5.0 A	923,76	1000,00	950,00	$\frac{10000}{997,5}$ $\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{10000}{1140}$ $\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{4 c}{5,70}$	$\frac{70-100}{1,425}$ $\frac{3,2-4}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-4}{5,7}$ $\frac{2,16-2,7}{6 \cdot I_r}$	$\frac{2,16-2,7}{6,84}$ $\frac{2,16-2,7}{7,2 \cdot I_r}$	1,12	1,12
Секционный выключатель	QF3, Masterpact NW08H1, Micrologic 5.0 A	646,60	800,00	720,00	$\frac{10000}{756}$ $\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{10000}{864}$ $\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{4 c}{4,32}$	$\frac{70-100}{1,08}$ $\frac{3,2-4}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-4}{4,32}$ $\frac{2,16-2,7}{6 \cdot I_r}$	$\frac{2,16-2,7}{5,184}$ $\frac{2,16-2,7}{7,2 \cdot I_r}$	1,12	1,48
Выключатель отходящих линий	QF4, Compact NS160N, STR22SE	140,00	160,00	140,00	$\frac{10000}{147}$ $\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{10000}{182}$ $\frac{1,30}{1,30}$	$\frac{6 c}{0,84}$	$\frac{90-180}{0,21}$ $\frac{5-7,5}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{0,84}{0,84}$ $\frac{3,2-5}{6 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-5}{1,008}$ $\frac{3,2-5}{7,2 \cdot I_r}$	1,12	7,59

Окончание табл. 11.11

Выключатель	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка					
	K _{сзп}	I _{пик} , кА	I _{sd} , кА	ΔI_{sd} , кА	K _{ч.со}	t _{sd} , с	Δt_{sd} , с	I _i , кА	ΔI_i , кА	I _{к.мин} ^{(2)А} , кА	K _{ч.мо} ^А	I _{к.пред} ^{(3)нн} , кА	I _{су} , кА
QF1, QF2	3,36	3,10	3,80	$\frac{3,42}{4,18}$	0,30	0,30	$\frac{0,23}{0,32}$	6,00	$\frac{5,4}{6,6}$	8,1	1,35	9,66	65,00
QF3	3,00	2,17	2,88	$\frac{2,592}{3,168}$	0,39	0,14	$\frac{0,14}{0,2}$	4,80	$\frac{4,32}{5,28}$	12,23	2,02	9,66	42,00
QF4	3,00	0,47	0,56	$\frac{0,476}{0,644}$	–	0,04	–	1,76	$\frac{1,498}{2,024}$	9,70	5,50	–	36,00

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

7.3 Расчет защиты, установленной на ВН

7.3.1 Защита от перегрузки

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени, чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий:

Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН:

$$I_{rQ7} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}^{ВН} = \frac{1,05}{0,935} \cdot 36,94 = 41,48 \text{ А},$$

где $K_{н.о} = 1,05$ – коэффициент надежности отключения;

$K_B = 0,935$ – коэффициент возврата.

Уставка тока I_S^B защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1

$$I_{rQ7} \geq K_{н.согл} \cdot I_{с.п.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{rQF1}}{K_U} = \frac{1,3 \cdot 950}{25} = 49,4 \text{ А},$$

где $K_{н.согл} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования с нижестоящей защитой.

Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1

$$I_d = 1,2 \cdot \frac{I_{rQF1}}{K_U} = \frac{1,2 \cdot 950}{25} = 45,6 \text{ А}.$$

Ток срабатывания $I_{r.Q1}$ должен превышать с запасом значение тока I_d на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН. Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %. Возьмём 10 %-й запас, т.е.

$$I_{rQF1} \geq 1,1 \cdot I_d = 1,1 \cdot 45,6 = 50 \text{ А}.$$

Из трёх значений, выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_S = I_{r.Q1} = 50 \text{ А}$.

Проверим чувствительность защиты от перегрузки, как резервной защиты. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора Т1 в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что ток двухфазного КЗ меньше тока однофазного КЗ, рассмотрим определение коэффициента чувствительности к току двухфазного КЗ.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения

					П–475.13.03.02.2017.18 36.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

обмоток Δ/Y_{H-11} силового трансформатора Т5 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т5 можно записать по формуле 7.7:

$$K_{\text{ч.зп}}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{\text{к.мин.}}^{(2)A}}{\sqrt{3} \cdot K_U \cdot I_{\text{с.п}}}, \quad (7.7)$$

$$K_{\text{ч.зп}}^{(2)} = \frac{2 \cdot 9708}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 50} = 8,97 > K_{\text{ч.зп.доп.}} = 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А'. Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q7 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q7 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с. Координаты точки А равны $I^A = 125,4$ А/3,135 кА (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t^A = 16$ с., следовательно, координаты точки Б будут

$$t^B = t^A + \Delta t = 16 + 0,3 = 16,3 \text{ с}; \quad I^B = I^A = 125 \text{ А}$$

или кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_s = I_{r.Q1}$) в точке Б будет вычисляться по формуле 7.8

$$I_*^B = \frac{I_B}{I_s \cdot K_U}, \quad (7.8)$$

$$I_*^B = \frac{3135}{50 \cdot 25} = 2,5.$$

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$ [7, табл. 15.8].

Используя выражение 7.9 рассчитываем коэффициент для кривой, проходящей через точку Б:

$$T_{\text{MS}}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot [(I_*^B)^\alpha - 1]}{K}, \quad (7.9)$$

$$T_{\text{MS}}^B = \frac{16,3 \cdot [2,5^{0,02} - 1]}{0,14} = 2,15.$$

Теперь, используя выражение 7.10, рассчитаем несколько точек кривой $t_{\text{с.з}}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б:

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1} \quad (7.10)$$

Для кратности тока $I_*^B = 1,1$, получим:

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{0,14 \cdot 2,15}{(1,1)^{0,02} - 1} = 157,76 \text{ с.}$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.3.

Из построений видно, что ВТХ SIT пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что также говорит о не выполнении условий селективности между защитами.

Выбираем рекомендуемый тип кривой VIT, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 1$ и $K = 13,5$ [7, табл. 15.8].

Аналогично кривой SIT рассчитаем необходимые параметры кривой VIT

$$T_{MS}^B = \frac{16,3 \cdot [2,5^1 - 1]}{13,5} = 1,81,$$

Для кратности тока $I_*^B = 1,1$, получим:

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{13,5 \cdot 1,81}{(1,1)^1 - 1} = 244,35 \text{ с.}$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.3.

На рисунке 7.5 построим эти характеристики.

Из построений видно, что ВТХ VIT пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что говорит о не выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т5.

Выбираем рекомендуемый тип кривой EIT, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 2$ и $K = 80$ [7, табл. 15.8].

Аналогично кривой SIT рассчитаем необходимые параметры кривой VIT

$$T_{MS}^B = \frac{16,3 \cdot [2,5^2 - 1]}{80} = 1,07,$$

Для кратности тока $I_*^B = 1,1$, получим:

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{80 \cdot 1,07}{(1,1)^2 - 1} = 407,62 \text{ с.}$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.3.

Наносим полученную ВТХ EIT на карту селективности (Рисунок 7.5). Видим, что она не пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что говорит о выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т5.

.

13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ

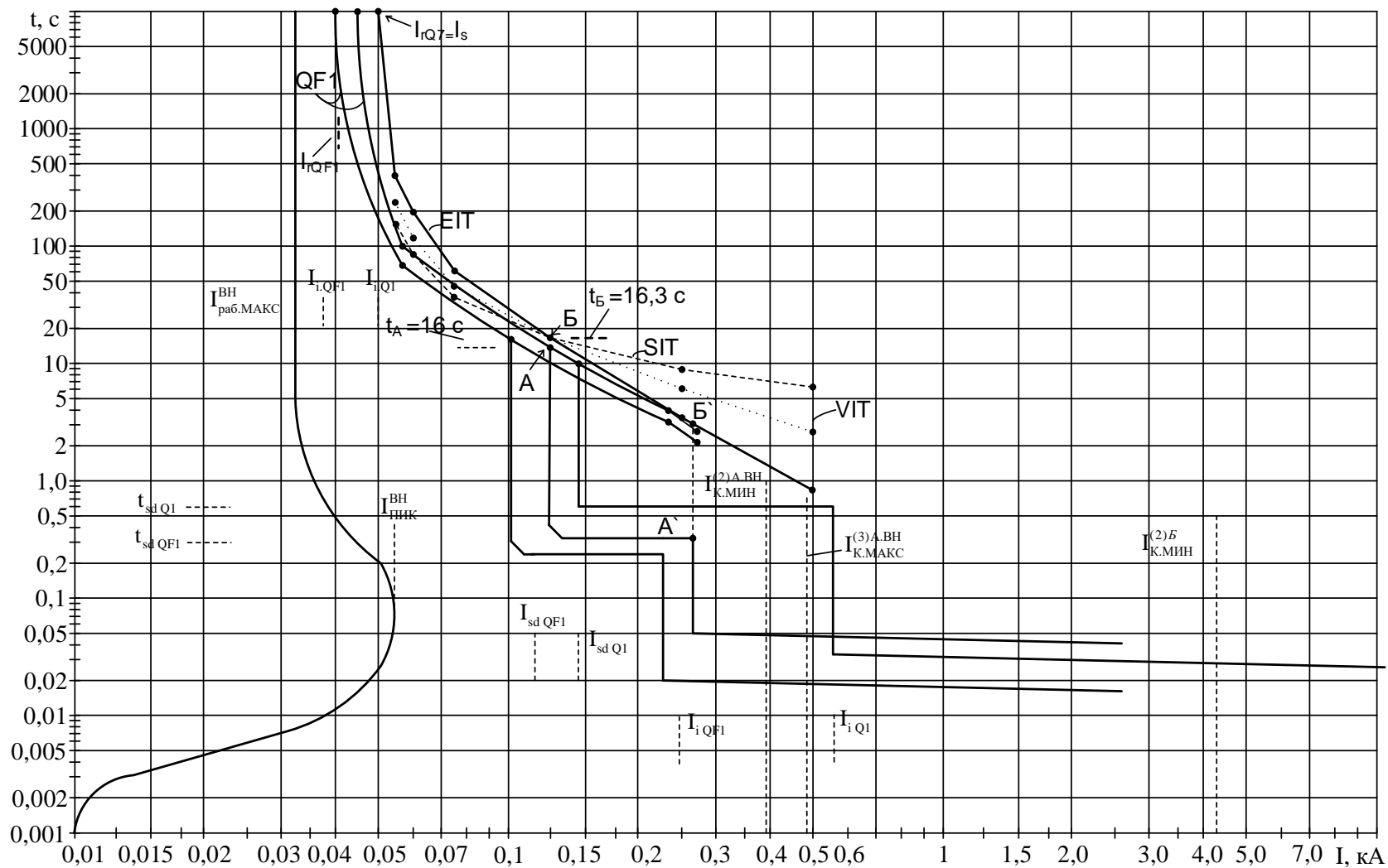


Рисунок 7.5 – Карта селективности защиты силового трансформатора напряжением 10/0,4 кВ мощностью 400 кВА

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

Отстройки от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$

$$I_{\text{C.CO}} = I_{\text{sd.Q7}} \geq \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{раб.макс}}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1,5 \cdot 36,94,$$

$$I_{\text{C.CO}} = 65,2 \text{ А},$$

где $K_{\text{н.о}} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты;

$K_{\text{СЗП}} = 1,5$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения внешнего КЗ и последующего действия автоматического ввода резерва (АВР);

$I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = 55,41 \text{ А}$ – пиковый ток трансформатора Т5 на стороне ВН.

Должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{\text{C.CO}} = I_{\text{sd.Q7}} \geq K_{\text{н.согл}} \cdot I_{\text{C.CO.ПРЕД}} = K_{\text{н.согл}} \cdot \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{K_{\text{У}}} = 1,3 \cdot \frac{2850}{25},$$

$$I_{\text{C.CO}} = 148,2 \text{ А}.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{sd.Q1}} = 148,2 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{\text{sd.Q1}} = t_{\text{sd.QF1}} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с},$$

где $t_{\text{sd.QF1}} = 0,3 \text{ с}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1); $\Delta t = 0,3 \text{ с}$ – ступень селективности по времени для микропроцессорных защит.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что в рассматриваемом примере ток двухфазного КЗ меньше тока однофазного КЗ, определим коэффициент чувствительности к току двухфазного КЗ.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток $\Delta/Y_{\text{Н-11}}$ силового трансформатора Т5 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т5 можно записать по формуле 7.11:

$$K_{\text{ч.со}}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{\text{К.мин.}}^{(2)\text{А}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{У}} \cdot I_{\text{C.CO}}} \quad (7.11)$$

						13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			64

$$K_{ч.со}^{(2)} = \frac{2 \cdot 9708}{\sqrt{3} \cdot 25 \cdot 148,2} = 3,02 > K_{ч.со.доп.} = 1,5$$

Следовательно, селективная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

7.3.3 Мгновенная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия. Она предназначена для защиты трансформатора со стороны ВН от междуфазных КЗ. Зона действия отсечки (см. Рисунок 7.1) начинается от трансформаторов тока ТА, к которым подключена защита, и включает ошиновку, высоковольтные вводы и часть обмотки трансформатора ВН. Мгновенная токовая отсечка выполняется с действием на отключение трансформатора и не должна срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в максимальном режиме работы сети и при включении трансформатора от бросков намагничивающего тока, а также должна быть согласована с нижестоящей защитой.

Ток срабатывания $I_{i.Q1}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий:

Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7

$$I_{с.мо} = I_{i.Q1} \geq K_{н.о} \cdot I_{к.макс}^{(3)А.ВН} = 1,15 \cdot \frac{12231}{25} = 562,62 \text{ А,}$$

где $K_{н.о} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки.

Отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора Т5 при его включении

$$I_{с.мо} = I_{i.Q1} \geq I_{нам} = K_{отс} \cdot I_{т.н}^{ВН} = 3 \cdot 23,9 = 71,7 \text{ А,}$$

где $K_{отс} = 3$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания $I_{нам}$ при включении силового трансформатора.

Согласования с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{с.мо} = I_{i.Q1} \geq K_{н.согл} \cdot I_{с.мгн.пред} = K_{н.согл} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_U},$$

$$I_{с.мо} = 1,3 \cdot \frac{6000}{25} = 312 \text{ А,}$$

где $K_{н.согл} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{с.мо} = I_{i.Q1} = 563 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					65

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т5 – должен быть определен соответствующий коэффициент чувствительности и сопоставлен с требованиями ПУЭ.

Коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{\text{ч.МО}}^{(2)} = \frac{4355}{563} = 7,73 > K_{\text{ч.МО.доп.}} = 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора Т7.

По результатам расчета строим ВТХ защиты трансформатора Т7 на стороне ВН (см. рисунок 7.6).

Выводы по разделу 7

В данном разделе была рассмотрена защита трансформатора ТМГ- 400-10/0,4 на низкой и высокой стороне.

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

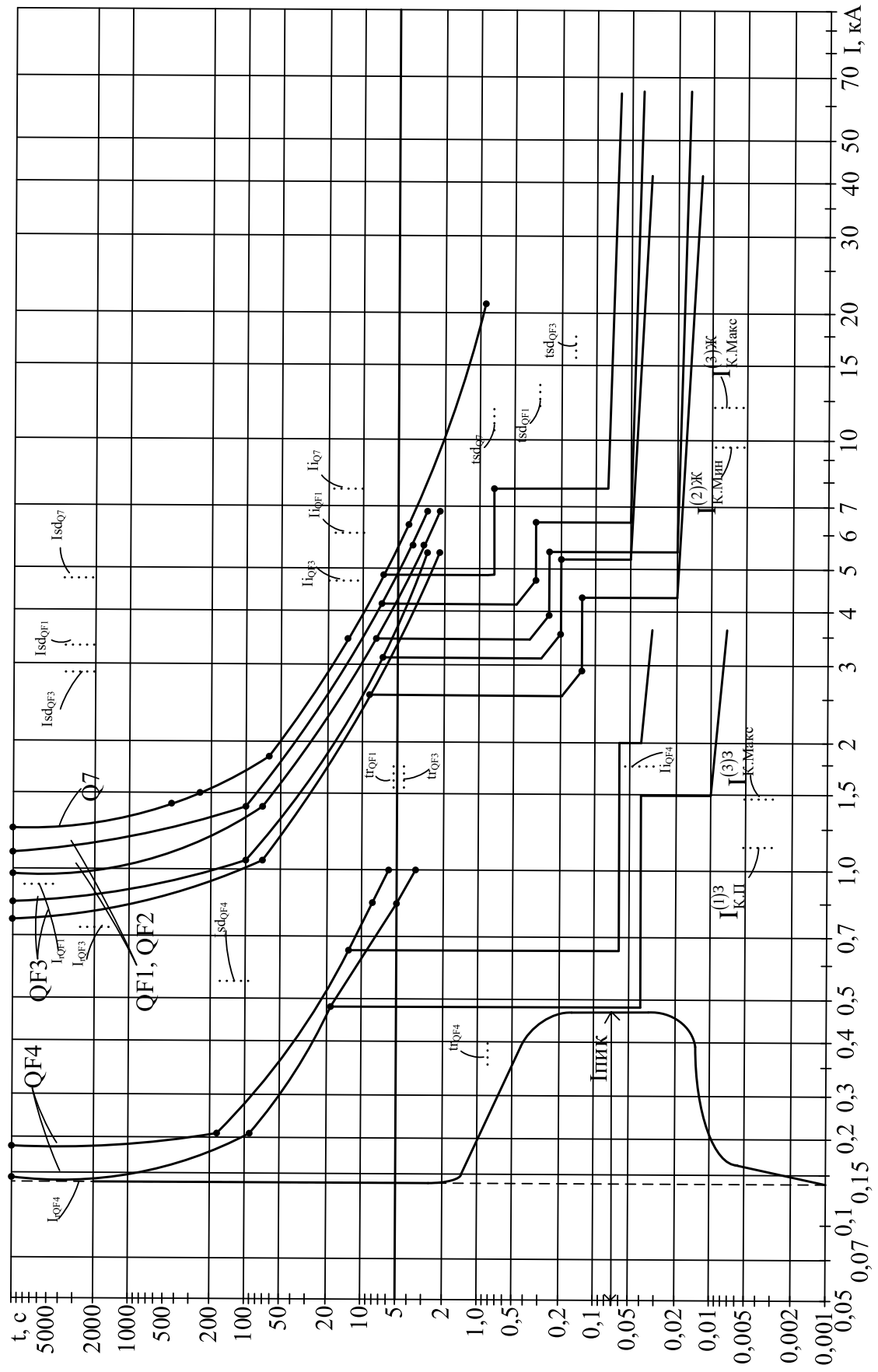


Рис. 7.6 - Карта селективности защит ТП на стороне низшего напряжения с двумя вводными и одним секционным автоматическими выключателями

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ

Таблица 7.4 – Параметры автоматических выключателей, защищающих ТП

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.МАКС} , А/А	I _н , А/А	Защита от перегрузки							I _{К.МИН.⁽²⁾} , А/кА	K _{Ч.ЗП}		
				I _г , А/А	$\frac{t, c}{I_{нд}, A/A}$ о.е.	$\frac{t, c}{I_d, A/A}$ о.е.	$\frac{t_r, c}{I_r, A/kA}$ о.е.	Время срабатывания $\Delta t_{r, c}$ при значениях тока, А/кА, отнесенного к току I _г						
Выключатель на стороне 10 кВ	Q7	36,94	–	50	–	–	$\frac{0,865}{500}$ 10	–	–	–	$\frac{391,10}{9,71}$	8,97		
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1, QF2, Masterpact NW10N1, Micrologic 5.0 А	$\frac{36,94}{924}$	$\frac{40}{1000}$	$\frac{38}{950}$	$\frac{10000}{997,5}$ $\frac{39,9}{1,05}$	$\frac{10000}{1140}$ $\frac{45,60}{1,20}$	$\frac{4 c}{228}$ $\frac{5,70}{6,00}$	$\frac{70-100}{57}$ $\frac{1,425}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{3,2-4}{228}$ $\frac{5,7}{6 \cdot I_r}$	$\frac{2,16-2,7}{273}$ $\frac{6,84}{7,2 \cdot I_r}$	–	–		
Место установки защиты	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка						
	K _{СЗП}	I _{пик} , А/кА	I _{sd} , А/кА	ΔI_{sd} , А/кА	t _{sd} , с	Δt_{sd} , с	I _{К.МИН.[*]} , А/кА	K _{Ч.СО}	I _i , А/кА	ΔI_i , А/кА	I _{К.МИН.^{(2)Б}} , А/кА	K _{Ч.МО}	I _{К.МАКС.⁽³⁾} , А/кА	I _{св} , кА
Выключатель на стороне 10 кВ	1,50	55,41	148,20	–	0,60	–	$\frac{391,10}{9,70}$	3,02	563,00	–	4,35	7,73	10,40	–
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	1,50	$\frac{55,41}{1,38}$	$\frac{114}{2,85}$	$\frac{103-126}{2,57-3,14}$	0,30	$\frac{0,23}{0,32}$	–	–	$\frac{240,00}{6,00}$	$\frac{216-264}{5,40-6,60}$	–	–	$\frac{489,2}{12,231}$	65,00

13.03.02.2017.119.00.00.ПЗ

Изм.
Лист
№ док-м.
Подпись
Дата

8.2 Обеспечение безопасности работ на электроустановках напряжением 10/0,4 кВ

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также другие виды работ по электрооборудованию выполняются в соответствии с [12].

В связи с опасностью для жизни и здоровья людей при выполнении многих видов работ, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или в порядке текущей эксплуатации, является основой таких мероприятий. Виды работ в действующих электроустановках, которые производят по распоряжению:

- переключение кабеля до 0,4 кВ;
- подтяжка и зачистка контактов на оборудовании 0,4 кВ;
- монтаж, проверка, регулировка оборудования связи, защиты, телемеханики до 0,4 В;
- замена предохранителей 0,4 кВ;
- уборка помещений ТП;
- проверка фазировки;
- проверка изоляции мегаомметром.

Работы, выполняемые по наряду-допуску:

- обслуживание осветительных устройств, выполняют не менее двух человек, один из которых имеет 3-ю группу допуска по электробезопасности;
- обслуживание коммутационных аппаратов с их последующим пуском;
- перекладка кабеля, если он находится под напряжением;
- испытания электрооборудования, в том числе вне электроустановок с использованием передвижной испытательной установки;
- работы во вторичных цепях, устройствах релейной защиты, автоматики и т.п, при их расположении в распределительных устройствах;
- неотложные работы, более 1 часа по времени, с участием более трех работников.

Рассмотрим список работ, которые производятся в порядке текущей эксплуатации.

Со снятием напряжения:

- работы в электроустановках с односторонним питанием;
- ремонт контакторов, пускателей, автоматических выключателей, пусковых кнопок, рубильников, установленных вне РУ сборок, щитов;
- ремонт отдельных электрокалориферов;
- замена ламп, чистка светильников, ремонт осветительной арматуры, электропроводки, электроустановочных изделий на высоте до 2,5 метров с постоянных приспособлений;
- смена предохранителей в сборках, щитах;

- установка, снятие электросчетчиков, средств измерения, других приборов. Без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них:
- проверка отсутствия напряжения в осветительной цепи, коммутационной аппаратуре 0,4 кВ;
- замена пробочных предохранителей.

Все выполненные в порядке текущей эксплуатации работы, должны записываться в оперативный журнал. При наличии вышестоящего оперативного персонала, его уведомляют о месте работы, ее характере, начале, окончании.

8.3 Защитные средства для персонала, находящиеся в ТП

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания согласно [12]. Нормы комплектования средствами защиты персонала сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Нормы комплектования средствами защиты персонала

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт. на каждый класс напряжения
Указатель напряжения	То же
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2шт.

Двери РУ–10 и 0,4 кВ, ворота камер трансформаторов должны быть выполнены металлическими, закрывающимися на замки. Ключи от электроустановок, а также от распределительных щитов и сборок, находятся у дежурного персонала либо у административно-технического персонала. Ключи пронумерованы, один комплект запасной. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ–10 кВ предусматриваются оперативные блокировки, исключающие возможность:

- включения выключателей нагрузки и разъединители на включенные заземляющие ножи сборных шин;

- включение заземляющих ножей сборных шин на ошиновку, не отделенную разъединителем от ошиновки, находящейся под напряжением.

В камерах КСО-СЭЩ-630 предусмотрены следующие оперативные блокировки:

- блокировка, не допускающая включение заземляющих ножей при включенных главных ножах выключателя нагрузки или разъединителя;
- блокировка, не допускающая включение главных ножей выключателя нагрузки или разъединителя при включенных заземляющих ножах
- Защита от волн перенапряжения и молниезащита

Для защиты обмоток силовых трансформаторов от волн перенапряжений, приходящих с линий 0,4 кВ при наличии кабельно-воздушных линий, не экранируемых зданиями, в камерах трансформаторов на вводах 0,4 кВ устанавливаются вентильные разрядники РВН-0.5. Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с [7].

ТП расположены в районе с интенсивностью грозовой деятельности 40-60 ч в год. Ожидаемое количество поражений молнией в год определим по выражению 8.1:

$$N = [(S + 6h)(L + 6h) - 7,7h^2] \cdot n \cdot 106, \quad (8.1)$$

$$N = 0,00513 ,$$

где h=5 м – наибольшая высота здания;

n=4 – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² поверхности в месте расположения здания ТП;

S=5,3 м – ширина здания;

L=7,3 м – длина здания.

Здания ТП принадлежат по устройству молниезащиты ко II категории.

Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниеприемная сетка по периметру крыши с двумя спусками, соединенными с наружным контуром заземления здания ТП. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6х6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления ТП выполняются круглой сталью диаметром 8 мм.

По стене спуски прикреплены через 0,5 м, до высоты 2 м спуски защищены уголком. Для защиты обмоток силовых трансформаторов от волн перенапряжений, приходящих с линий 0,4 кВ при наличии кабельно-воздушных линий, не экранируемых зданиями, в камерах трансформаторов на вводах 0,4 кВ устанавливаются ограничители перенапряжений ОПНп-10 III УХЛ1.

Молниезащиту трансформаторной подстанции выполняют следующим образом: с диаметрально противоположных сторон выполняют связь кровли с наружным контуром заземления, т.е. в местах ввода стальной полосы в здание ТП.

						13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			73

На разрезе вторая связь кровли с заземлителем не показана. В других случаях необходимо запроектировать молниеприемник на кровле здания ТП.

Проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии согласно [7] (п.1.7.130)

8.4 Заземляющее устройство ТП

Для обеспечения нормальной работы и безопасности обслуживания на ТП выполняют заземление: наружный контур заземления, заземляющие проводники, которые прокладывают внутри помещения и по территории ТП. Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования соединяют с заземлением.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ, общее сопротивление заземляющего контура должно быть не более 4 Ом при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м [7]. Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4×40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии не менее 300 мм от фундамента, а также вертикальными электродами диаметром 18 мм, длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4×40. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 2-х местах полосовой сталью.

В качестве магистралей заземления используются все опорные металлоконструкции. Для этой цели все опорные металлоконструкции в местах стыков и в торцах должны быть соединены электросваркой между собой полосовой сталью сечением 4×25 мм.

Сопротивление одного вертикального электрода определяется по формуле 8.2:

$$R_3 = \frac{\rho}{l} = 20 \text{ Ом}, \quad (8.2)$$

$$R_3 = 20 \text{ Ом}.$$

где $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ - удельное сопротивление грунта;

$l = 5 \text{ м}$ – длина электрода.

Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле 8.3:

$$R_{3В} = \frac{R_3}{n \cdot \eta_B}, \quad (8.3)$$

$$R_{3В} = 5,13 \text{ Ом},$$

					13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

где $n = 6$ – число вертикальных электродов;

$\eta_B = 0,65$ – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними.

Сопротивление растекания горизонтально проложенной полосы, связывающей вертикальные электроды между собой определяется по формуле 8.4:

$$R_{зг} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (8.4)$$

$$R_{зг} = 4,32 \text{ Ом},$$

где $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - удельное сопротивление грунта;

$l = 47,2 \text{ м}$ – длина электрода;

$b = 0,04 \text{ м}$ – ширина полосового электрода;

$t = 0,3 \text{ м}$ – глубина заложения.

Экранирование полосы другими электродами учитывается коэффициентом $\eta_r = 0,41$ [13, таблица 2.4] определим по формуле 8.5:

$$R_{згд} = \frac{R_{зг}}{\eta_r}, \quad (8.5)$$

$$R_{згд} = 10,54 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление растекания заземлителя рассчитывается по формуле 8.6:

$$R_3 = \frac{R_{зв} * R_{згд}}{R_{зв} + R_{згд}} = 3,47 \text{ Ом}, \quad (8.6)$$

$$R_3 = 3,47 \text{ Ом}.$$

По [4] сопротивление растекания заземлителя в сетях до 1 кВ не должно превышать 4 Ом. Это условие выполняется: $R_3 = 3,47 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Следовательно, установленных заземлителей достаточно.

8.5 Пожаробезопасность на ТП

С целью предупреждения возникновения пожара на трансформаторных подстанциях предусматриваются следующие технические мероприятия и решения:

- электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не нагружаются выше допустимых пределов, а при КЗ имеют достаточную термическую стойкость;
- в ТП -10 кВ применены выключатели нагрузки ВВТП-10-20/1000-УХЛ2;
- силовые трансформаторы мощностью 1000 кВА оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ					

- фундаменты под трансформаторы ТМГ-1000/10/0,4 выполнены из несгораемых материалов.
- здание ТП и камеры трансформаторов собственных нужд выполнены по II степени огнестойкости.
- перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из несгораемых материалов в уровень с чистым полом помещения;
- для локализации очагов пожара в здании ТП должны быть средства пожаротушения огнетушители ОУ-8 – 2 шт. и ящик с песком – 2 шт. (емкость 0,5 м³);
- в целях своевременного извещения о пожаре в ТП должна быть пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной.
- Сигнализация будет выполнена на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70°С). Вблизи средств связи должны быть вывешены таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны).

8.6 Освещение ТП

В ТП должно быть предусмотрено рабочее освещение на напряжение 220 В и ремонтное освещение на напряжение 36 В. Питание сети электроосвещения принято от группового щитка, который через переключатель ПКП может быть подключен к I или II секции шин щита 0.4 кВ. Переключатель и групповой щиток устанавливаются на стене РУ-0.4 кВ. Питание ремонтного освещения предусматривается через понижающий трансформатор 220/36 В.

Общая площадь подстанции:

$$S = b \cdot l,$$

где $b=5,2$ м – ширина ТП;

$l=12,3$ м – длина ТП.

$$S = 5,2 \cdot 12,3 = 63,96 \text{ м.}$$

Высота помещения $H_p=4,3$ м. По нормам освещенности ТП принимаем $E_H=10$ лк.

Определяем световой поток вычисляется по формуле 8.7:

$$F_p = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot K_{\Pi}}{h \cdot N \cdot \eta}, \quad (8.7)$$

где $K_3=1,4$ – коэффициент запаса, учитывающий потерю света от загрязнения, отражения, защитного стекла лампы;

$K_{\Pi}=1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади;

$\eta =0,52$ – К.П.Д. светильника;

$N=4$ число ламп.

									13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						76

$$F_p = 675,13 \text{ лм.}$$

Освещение помещения примем светильниками типа НСП-03-60 в количестве 4-х штук. Световой поток ламп данного светильника $\Phi_{\text{л}}=730$ лм.

Проверим пригодность данных светильников по световому потоку:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_{\text{л}} - \Phi_{\text{р}}}{\Phi_{\text{р}}} \leq 0,2,$$
$$-0,1 \leq 0,08 \leq 0,2.$$

Данный тип светильников проходит по проверке, следовательно, в помещении устанавливаем светильники типа НСП-03-60, в которых устанавливаем лампы типа: Б-215-225-60. Удельная мощность светильников вычисляется по формуле 8.8:

$$\Delta P = \frac{N \cdot P}{S}, \quad (8.8)$$

$$\Delta P = 3,59 \text{ Вт/м}^2,$$
$$0,1 \leq 0,08 \leq 0,2.$$

Выводы по разделу 8

В данном разделе были рассмотрены технические мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности.

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Необходимо доказать, что разработка данного технического проекта является целесообразной и дает положительный экономический эффект в приемлемые сроки.

Экономическим эффектом называется разница между всеми ожидаемыми доходами от внедрения проекта и всеми ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Для начала составим перечень работ, необходимых для реализации проекта, расположив их в логической последовательности. Также укажем длительность каждого этапа и исполнителя работ. Перечень представлен в таблице 9.1.

Ожидаемая продолжительность работы вычисляется по формуле 9.1:

$$t_{\text{ожид}} = 0,6t_{\text{min}} + 0,4t_{\text{max}}, \quad (9.1)$$

где t_{min} – минимальная продолжительность работы;

t_{max} – максимальная продолжительность работы.

Дробное значение, полученное по формуле (9.1) округляется до ближайшей целой величины.

Таблица 9.1 – Перечень работ, исполнители и продолжительность выполнения

№ работ	Наименование работы	Продолжительность работы, дни			Исполнители работы, человек		
		min	max	ожид.	рук.	инж.	лаб.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Получение задания на проектирование электроснабжения микрорайона города.	1	1	1	1	1	-
2	Анализ литературных источников и технической документации	2	4	3	-	1	-
3	Сравнение отечественных и зарубежных технологий	2	3	2	-	1	-
4	Расчет электрических нагрузок дома	1	3	2	1	1	-
5	Расчет электрических нагрузок всего микрорайона	1	4	2	1	1	-
6	Расчет картограммы электрических нагрузок и нанесение ее на план микрорайона	1	2	1	1	1	-
7	Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций	2	3	2	1	1	-
8	Составления радиально-магистральной схемы внутреннего электроснабжения микрорайона	2	5	3	1	1	-

Продолжение таблицы 13.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	1	3	2	1	1	-
10	Выбор величины напряжения схемы внутреннего электроснабжения	1	1	1	1	1	-
11	Выбор сечений и марок питающих линий, их расчет	2	5	3	1	1	-
12	Расчет токов короткого замыкания	3	6	4	1	1	-
13	Выбор оборудования, установленного на ГПП	2	3	2	1	1	-
14	Обоснование места установки ГПП и нанесение его на план предприятия	1	2	1	1	1	-
15	Нанесение на план объекта питающих линий с учетом способа прокладки	1	1	1	1	1	-
16	Выбор оборудования 10 кВ	3	5	4	1	1	-
17	Расчет показателей качества электроэнергии	1	4	2	1	1	-
18	Выбор низковольтного оборудования (0,4 кВ)	2	4	3	1	1	-
19	Составление схемы питания рассматриваемого дома	2	3	2	1	1	-
20	Расчет компенсации реактивной мощности	2	4	3	1	1	-
21	Описание релейной защиты предприятия	1	2	1	1	1	-
22	Расчет экономических показателей проекта	1	3	2	1	1	-
23	Рассмотрение вопросов безопасности жизнедеятельности	2	3	2	1	1	-
24	Оформление пояснительной записки проекта	4	8	6	1	1	1
25	Оформление графической части	5	9	7	1	1	-
26	Защита проекта	1	1	1	1	1	-

Категории работников, принимающие участие в создании технического проекта:

а) руководители: руководитель диплома от выпускающей кафедры, консультант по экономической части, консультант по релейной защите, консультант по БЖД;

б) инженер – студент, разрабатывающий проект;

в) лаборант – работник, выполняющий вспомогательные работы.

Должностные оклады работников составляют:

Руководитель – 35000 руб.;

Инженер – 20000 руб.;

Лаборант – 15000 руб.

Коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров по заработной плате:

$$K_{\text{рук}} = 35000/20000 = 1,75;$$

$$K_{\text{инж}} = 20000/20000 = 1;$$

$$K_{\text{лаб}} = 15000/20000 = 0,75.$$

Приведенная численность работников определяется по формуле 9.2:

$$Ч_i = N_{\text{рук } i} \cdot K_{\text{рук}} + N_{\text{инж } i} \cdot K_{\text{инж}} + N_{\text{лаб } i} \cdot K_{\text{лаб}}, \quad (9.2)$$

где $N_{\text{рук}}$ – численность руководителей, занятых в работе i ;

$N_{\text{инж}}$ – численность инженеров, занятых в работе i ;

$N_{\text{лаб}}$ – численность лаборантов, занятых в работе i .

Приведенная трудоемкость работ определяется по формуле 9.3:

$$T_i = Ч_i \cdot t_{\text{ожид}}, \quad (9.3)$$

Среднедневная заработная плата определяется по формуле 9.4:

$$СД_{\text{з/п}} = \frac{З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}}{РД}, \quad (9.4)$$

где $РД$ – число рабочих дней в месяце;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата определяется по формуле 9.5:

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot З_{\text{осн}}. \quad (9.5)$$

Тогда по (9.5) и (9.4) получим:

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 20000 = 2000 \text{ руб.};$$

$$СД_{\text{з/п}} = \frac{20000 + 2000}{24} = 920 \text{ руб./день.}$$

На основе данных об основной и дополнительной заработной плате можно определить прочие затраты. Данные сведены в таблицу 13.2

Среднедневные прочие затраты определяются по формуле 9.6:

					13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$CД_{ПЗ} = \frac{\sum Z_{\text{проч}}}{РД} \quad (9.6)$$

Среднедневная стоимость одного инженер дня определяется по формуле 9.7:

$$CД_{\text{инж.д}} = CД_{З/П} + CД_{ПЗ} \quad (9.7)$$

По (9.6) и (9.7) получим:

$$CД_{ПЗ} = \frac{36600}{24} = 1525 \text{ руб/день};$$

$$CД_{\text{инж.д}} = 920 + 1525 = 2445 \text{ руб/день}.$$

Таблица 9.2 – Прочие затраты на проектирование

Наименование затрат	Соотношение затрат	Величина затрат за один месяц, руб.
1 Единый социальный налог	$0,3 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$	6600
2 Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot Z_{\text{осн}}$	4000
3 Накладные расходы	$(0,45 \dots 0,85) \cdot Z_{\text{осн}}$	10000
4 Командировочные расходы	$(0,15 \dots 0,20) \cdot Z_{\text{осн}}$	-
5 Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,20 \dots 0,50) \cdot Z_{\text{осн}}$	6000
6 Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,40 \dots 0,60) \cdot Z_{\text{осн}}$	10000
Итого		36600

Стоимость работы определяется как произведение трудоемкости на среднедневную стоимость инженер дня определяется по формуле 9.7:

$$CР_i = T_i + CД_{\text{инж.д}} \quad (9.7)$$

По формулам (9.2), (9.3), (9.7) определим приведенную численность, трудоемкость и стоимость соответственно для каждого вида работ. Полученные данные занесем в таблицу 9.3.

Затраты на проектирование составляют 419684 рублей.

Таблица 9.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

№ работ	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Ч	Т, дней	СР, руб
		рук.	инж.	лаб.			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	1	-	3	3	6724
2	3	-	1	-	1	3	6846
3	2	-	1	-	1	2	5868
4	2	1	1	-	3	5	12103
5	2	1	1	-	3	6	14792
6	1	1	1	-	3	4	9413
7	2	1	1	-	3	7	16137
8	3	1	1	-	3	9	21516
9	2	1	1	-	3	5	12103
10	1	1	1	-	3	3	6724
11	3	1	1	-	3	9	21516
12	4	1	1	-	3	12	28240
13	2	1	1	-	3	7	16137
14	1	1	1	-	3	4	9413
15	1	1	1	-	3	3	6724
16	4	1	1	-	3	10	25550
17	2	1	1	-	2	4	9413
18	3	1	1	-	3	8	18827
19	2	1	1	-	3	7	16137
20	3	1	1	-	3	8	18827
21	1	1	1	-	3	4	9413
22	2	1	1	-	3	5	12103
23	2	1	1	-	3	7	16137
24	6	1	1	1	4	20	47922
25	7	1	1	-	3	18	44377
26	1	1	1	-	3	3	6724
Итого							419684

Расчет сметной стоимости. Для внедрения проекта необходимы материалы и комплектующие, а также их количество и стоимость. Учтем стоимость транспортных затрат и представим перечень элементов в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
ТМГ-1000-10/0,4	шт	24	518,00	12432,00
КРУ СЭЩ-70	шт	120	250,00	30000,00
ААШв(4x95)	км	1,2	350	420,00
ААШв(4x120)	км	1,6	700	1120,00
ААШв(4x150)	км	0,8	867	693,6
ААШв(4x185)	км	1,2	998	1197,6
ААШв(4x240)	км	1,2	1193	1431,6
ААШв(4x50)	км	0,4	220	88
ААШв(3x120)	км	0,35	660	231
ААШв(3x95)	км	1	560	560
ААШв(3x70)	км	1,58	468	739,4
ВА51– 35	шт	142	1,8	255,6
ППН-41	шт	284	2,8	800
ТРДН-40000-10/0,4	шт	2	22000	44000
Итого				143869,83

Затраты на заработную плату работникам, которые будут внедрять объект, составляют 40% от материальных затрат определяются по формуле 9.8

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot Z_m \quad (9.8)$$

Затраты на внедрение проекта определяются по формуле 9.9:

$$Z_{вн} = Z_m + Z_{зп} \quad (9.9)$$

Тогда по (9.8) и (9.9) получим:

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot 143870 = 57548 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{вн}} = 143870 + 57548 = 201418 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма денег, полученная после реализации проекта, называется доходом и вычисляется по формуле 9.10:

$$D = P \cdot Q, \quad (9.10)$$

где P – рыночная цена 1 кВт·ч электроэнергии;

Q – количество потребленных за год кВт·ч энергии.

Тогда:

$$D = 1,3488 \cdot 69939 = 94334,85 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на реализацию проекта:

$$Z_{\text{сум}} = 201418 + 419,7 + 36,6 = 205651 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект определяется как разница между доходами и расходами. Экономический эффект первого года внедрения проекта:

$$Э_1 = D_1 - Z_{\text{сум}} = 94334,85 - 205651 = -111316,15 \text{ тыс. руб.};$$

$$Э_2 = 94334,85 - 111316,15 = -16981,3 \text{ тыс. руб.};$$

$$Э_3 = 94334,8 - 16981,3 = 77353,5 \text{ тыс. руб.};$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = 2 + \frac{16981,3}{94334,85} = 2,2 \text{ лет.}$$

Экономический эффект от проекта составляет 77353,5 тыс. руб за 3 года.

Вывод по разделу 9

В данном разделе были рассчитаны затраты на разработку и реализацию проекта, а также получаемый доход. Данный проект является экономически целесообразным, срок окупаемости 2,2 лет. Может быть рекомендован к внедрению.

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических нагрузок жилых и общественных зданий.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана кольцевая схема с напряжением 110 кВ,

Были рассчитаны кабельные линии на 10 и 0,4 кВ.

Была определена мощность и количество трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами ТМГ-1000 кВА

Разработаны вопросы защиты трансформатора на стороне низкого и высокого напряжения.

Также была рассмотрена безопасность жизнедеятельности на трансформаторной подстанции и рассчитан экономический эффект от внедрения проекта.

					<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94 – М.: Энергоатомиздат, 1999.
- 2 СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. – М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.
- 3 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 1995.
- 4 Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий /Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
- 6 ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 52 с.
- 7 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. – 928 с.
- 8 Электротехнический справочник В 4 т. Т.2 Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессора МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов) – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.
- 9 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98. – М: Изд. НЦ ЭНАС, 2002 г. – 152 с.
- 10 Тарифы на передачу электроэнергии.– <http://www.mrsk-ural.ru/447>.
- 11 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей www.seogan.ru/Doc/РТЕЕР.doc.
- 13 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» www.stellait.ru/uploads/files/9.doc.
- 14 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках www.elec.ru/library/direction/so_153-34_03_603-2003.
- 15 «Краткий обзор типичных выключателей нагрузки» <http://mobile.studbooks.net/>
- 16 «Выключатели нагрузки на напряжение 6-10 кВ» <http://www.electrician.com.ua/posts/view/135>

						<i>13.03.02.2017.119.00.00. ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			87