

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения 10/0,4 кВ жилого района
верхнего поселка Магдагачи

Исполнитель

студент группы 242 об4

подпись, дата

И.А. Шалимов

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 137 с., 15 рисунков, 163 формулы, 36 таблиц, 42 использованных источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ, КАТЕГОРИЙНОСТЬ, ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КАБЕЛЬ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ.

Проведена реконструкция системы электроснабжения жилого района верхнего посёлка пгт. Магдагачи. Произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Произведен выбор количества и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях. Разработаны распределительные сети высокого и низкого напряжения. Произведен выбор и проверка кабельных линий электропередачи.

В экономической части проекта рассмотрены вопросы технико-экономической эффективности проведенной реконструкции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	5
Введение.....	6
1 Краткая характеристика жилого района.....	8
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ.....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей.....	9
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий.....	9
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	10
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей.....	11
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	11
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	15
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	17
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	19
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	20
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	24
3 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	26
4 Выбор схемы и конструкции ТП.....	28
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях.....	29
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кв жилого района.....	34
6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	34
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП.....	35
6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ.....	36
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	37
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	39
7 Выбор схемы и конструкции РП	41

8	Расчет токов КЗ	42
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	42
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	44
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	49
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	50
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	51
11.1	Выбор и проверка выключателей	51
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	53
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	57
11.4	Выбор и проверка сборных шин.....	58
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств.....	62
11.6	Выбор марки и типа
11.7	Выбор и проверка предохранителей	63
11.8	Выбор и проверка автоматических выключателей	66
11.9	Выбор и проверка трансформатора собственных нужд.....	67
11.10	Выбор ограничителей перенапряжений	69
12	Расчет емкостных токов замыкания на землю	71
13	Технико-экономические показатели проекта.....	73
13.1	Расчет капиталовложений	73
13.1.1	Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий.....	73
13.1.2	Расчет капиталовложений оборудования	76
13.2	Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	78
13.3	Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери.....	80
13.3.1	Расчет прочих затрат	81
13.3.2	Расчет себестоимости электрической энергии	81
13.4	Оценка экономической эффективности проекта	83
13.4.1	Расчет величины прибыли от реализации	84
13.4.2	Расчет простой нормы прибыли	84
13.4.3	Расчет простого срока окупаемости.....	85
13.4.4	Расчет и построение графика чистого дисконтированного	

дохода	85
14. Заземление и молниезащита	87
14.1 Расчет заземления подстанции «Магдагачи» 87	
14.2 Расчет молниезащитных устройств.....	95
15 Релейная защита и автоматика.....	99
15.1 Защита отходящих линий.....	99
15.2 Защита понижающих трансформаторов.....	
15.3 Автоматический ввод резерва.....	
15.4 Автоматическое повторное включение	
15.5 Автоматическая частотная разгрузка.....	
15.6 Релейная защита ГПП.....	
16 Расчёт надёжности системы электроснабжения	
16.1 Расчет надёжности с помощью аналитического метода.....	
16.2 Оценка надёжности системы электроснабжения с учетом АВР.....	
17. Безопасность и экологичность.....	
17.1 Безопасность	
17.2 Экологичность.....	
17.3 Чрезвычайные ситуации.....	
Заключение	
Библиографический список	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

РП – распределительный пункт;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КРМ – компенсация реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Основным признаком эффективности системы электроснабжения является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные. Несмотря на спад в экономике, который выражается в уменьшении потребляемых электрических мощностей, есть прогнозы постепенного развития промышленности, которые напрямую связаны с ростом доли потребления электроэнергии производственными объектами и в общем количестве электропотребления.

Цель дипломного проекта - разработать методику реконструкции и развития электрической сети, при воплощении в жизнь которой, удалось бы повысить уровень надежности электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. В схеме развития электрических сетей требуется принять технические решения, позволяющие найти решения с минимально возможными затратами.

Основной задачей дипломного проекта электроснабжения является определение ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети. Нагрузки являются основополагающими техническими характеристиками элементов электрической сети – сечения и марки проводников, мощности и типов трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования. Завышение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании нагрузок по сравнению с реальными электрическими нагрузками, возникающими при эксплуатации объекта, приводит к перерасходу проводников и неоправданному перерасходу средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования. Уменьшение – к чрезмерным потерям мощности в сети, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

На основании сказанного, развитие системы электроснабжения, обеспечит не только нужды прогнозируемого уровня электропотребления, но и позволит повысить надежность и качество электроснабжения потребителей с одновременным снижением относительных потерь электроэнергии. Все это и обуславливает актуальность темы выполненного дипломного проекта.

Также в дипломном проекте рассматриваются вопросы охраны труда и окружающей среды. Ни в процессе строительства, ни в процессе эксплуатации запроектированных кабельных линий электропередачи и трансформаторных подстанций не должно оказываться вредное воздействие на окружающую среду. Охрана окружающей среды должна обеспечиваться конструктивными решениями типовых проектов, в связи, с чем дополнительные мероприятия, приводящие к удорожанию стоимости реконструкции, не потребуются.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Магдагачи — посёлок городского типа в России, административный центр Магдагачинского района Амурской области. Расположен в северо-западной части области в 470 км к северо-западу от Благовещенска. Железнодорожная станция Магдагачи на Транссибирской железнодорожной магистрали. Население — 10 122 чел. (2016). Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий пгт. Магдагачи: температура при гололеде -10; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; среднегодовая температура воздуха -1,5 °С; температурный максимум +37,5 °С; температурный минимум -45 °С; число грозových часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Район, ограниченный улицами Вокзальная – Локомотивная – Новая – Коммунистический переулок расположен в северной части посёлка городского типа Магдагачи.

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

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

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

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

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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

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

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

n - количество квартир.

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

$$P_c = P_{р.л} + P_{см}, \quad (2)$$

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

$P_{см}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

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

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

p_{ni} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте лифты не используются.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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

n – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания №42.

$$P_{кв} = 2,1 \cdot 60 = 126 \text{ кВт};$$

$$P_{p.ж.д} = 126 = 126 \text{ кВт}.$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

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

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

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

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

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

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

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

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

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина встроенного в здание № 27.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 150 = 37,5 \text{ кВт},$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ограниченного улицами Новая – Локомотивная – Вокзальная – Коммунистический переулок

Номер на плане	Объект	$P_{уд}$, кВт	$P_{здmax}$, кВт	tgφ	$Q_{здmax}$, квар	$S_{здmax}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Бытовые потребители						
Частные дома						
1до7	Частный дом	6	42	0,29	12,8	43,73
8до17	Частный дом	6	60	0,29	17,4	62,47
18до25	Частный дом	6	48	0,29	13,92	49,98
30до41	Частный дом	6	72	0,29	20,88	74,97

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

43до50	Частный дом	6	48	0,29	13,92	49,98
51до55	Частный дом	6	30	0,29	8,7	31,24
56до69	Частный дом	6	84	0,29	24,36	87,46
70до79	Частный дом	6	60	0,29	17,4	62,47
86до98	Частный дом	6	24	0,29	6,96	81,21
110до113	Частный дом	6	24	0,29	6,96	24,99
114до117	Частный дом	6	24	0,29	6,96	24,99
124	Частный дом	6	6	0,29	1,74	6,24
125	Частный дом	6	6	0,29	1,74	6,24
Жилые здания со встроенными потребителями.						
Жилые здания с электроплитами						
26	Жилой дом 5 этажей	2,1	126	0,2	25,2	128,50
27	Жилой дом 5 этажей	1,49	196	0,2	61,18	205,33
	Магазин прод. тов.	0,25		0,75		
	Магазин быт. хим.	0,16		0,48		
	Аптека	0,14		0,43		
42	Жилой дом 5 этажей	2,1	126	0,2	25,2	128,50
80	Жилой дом 5 этажей	1,65	149,85	0,2	29,97	152,82
81	Жилой дом 5 этажей	1,65	153,45	0,2	30,87	156,52
	Парикмахерская	1,5		0,25		
82	Жилой дом 5 этажей	149,85	155,89	0,2	33,95	159,55
	Магазин прод. тов.	0,25		0,75		
	Магазин быт. хим.	0,16		0,48		
83	Жилой дом 5 этажей	1,66	149,85	0,2	29,97	152,82
84	Жилой дом 5 этажей	1,66	149,85	0,2	29,97	152,82
85	Жилой дом 5 этажей	1,66	149,85	0,2	29,97	152,82

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
99	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
100	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
101	Жилой дом 3 этажей	3,7	72,2	0,2	15,73	73,89
	Аптека	0,14		0,43		
102	Жилой дом 3 этажей	3,7	70,6	0,2	16,32	72,46
	Магазин прод. тов.	0,25		0,75		
	Аптека	0,14		0,43		
104	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
105	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
106	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
107	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
108	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
108a	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,2	0,2	29,64	151,12
109	Жилой дом 3 этажей	3,7	66,6	0,2	13,32	67,92
118	Жилой дом 5 этажей	2,1	126	0,2	25,2	128,50
119	Жилой дом 5 этажей	2,1	126	0,2	25,2	128,50
120	Жилой дом 5 этажей	2,1	128,56	0,2	26,43	131,25
	Магазин зоотов.	0,16		0,48		
121	Жилой дом 5 этажей	1,49	171,2	0,2	38,67	175,51
	Банк	0,054		0,57		
	Магазин канц. тов	0,16		0,48		
122	Жилой дом 5 этажей	1,49	154,96	0,2	30,99	158,03

1	2	3	4	5	6	7
126	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,18	0,2	29,64	151,12
127	Жилой дом 5 этажей	1,66	162,19	0,2	39,67	166,97
	Почта	0,043		0,48		
	Магазин одежды	0,16		0,75		
128	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,19	0,2	29,637	151,12
129	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,19	0,2	29,637	151,12
130	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,19	0,2	29,637	151,12
131	Жилой дом 5 этажей	1,66	201,23	0,2	55,613	208,77
	Аптека	0,14		0,43		
	Магазин прод. тов.	0,25		0,75		
132	Жилой дом 5 этажей	1,66	158,43	0,2	37,317	162,76
	Магазин «Океан»	0,16		0,75		
133	Жилой дом 5 этажей	1,66	158,16	0,2	37,125	162,47
	Магазин «Новый»	0,16		0,75		
134	Жилой дом 5 этажей	1,49	238,16	0,2	30,99	240,17
	Кафе «Камелия»	1,04		0,2		
135	Жилой дом 5 этажей	1,66	152,98	0,2	31,94	156,28
	Парикмахерская	1,5		0,48		
136	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,18	0,2	29,64	151,12
137	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,18	0,2	29,64	151,12
159	Жилой дом 5 этажей	1,66	148,18	0,2	29,64	220,74
Коммунально-бытовые потребители						
28	Аптека «Знахарь»	0,14	21	0,7	14,7	25,63
29	Торговый центр «555»	0,23	138	0,7	96,6	168,45

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
138	Школа №1	0,25	100	0,38	38	168,45
139	Детский сад №27	0,46	115	0,25	28,75	118,54
140	Общежитие	0,34	108,8	0,2	21,76	110,95
141	Школа №1	0,25	62,5	0,38	23,75	66,86
142	Детский сад №82	0,46	115	0,25	28,75	118,54
143	Магазин «Амурснабсбыт»	0,16	30	0,75	22,5	37,50
144	Магазин «Гармония»	0,25	17,5	0,75	13,125	21,88
145	Супермаркет «Лада»	0,25	52,5	0,75	39,37	65,63
146	Дом отдыха	0,36	180	0,2	36	183,56
149	Церковь	0,16	25	0,2	5	25,50
151	Вокзал	0,054	64,8	0,25	16,2	66,79
154	Клуб ж.д.	0,46	46	0,75	34,5	57,50
155	Казначейство	0,045	6,75	0,57	3,85	7,77
156	ГИБДД	0,045	6,75	0,57	3,85	8,77
157	Военкомат	0,054	54	0,25	13,5	55,66
158	Торговый центр «Тандем»	0,25	75	0,75	42,75	86,33
161	СЭС	0,045	4,95	0,57	2,82	5,70
162	Магазин «2000»	0,25	21,25	0,75	15,93	26,56
163	СК Локомотив	0,46	23	0,75	17,25	28,75
164	Спортзал Школы №1	0,14	70	0,25	17,5	72,15
165	ЖКХ	0,045	6,75	0,57	3,84	13,77
166	Гаражи 18 штук	0,1	1,8	0,25	0,45	1,86

2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

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

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L; \quad (8)$$

$$Q_{ос.дор} = P_{ос.дор} \cdot tg\varphi; \quad (9)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент мощности, для консольной светодиодной лампы XLD ДКУ08 равен 0,75.

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

$$P_{осстуд.} = 3,9 \cdot 0,85 = 3,315 \quad \text{кВт};$$

$$Q_{ос.дор} = 3,315 \cdot 0,75 = 2,486 \quad \text{квар};$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина / ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$, кВт	$Q_{ос}$, квар
1	2	3	4	5
Пер. 8 марта	0,46 / 0,0075	3,9	1,79	1,35
Пер. Менжинского	0,85 / 0,0075	3,9	3,32	2,49
Дзержинского	0,7 / 0,0075	3,9	2,73	2,05
Карла Маркса	0,78 / 0,0075	3,9	3,04	2,28
Горького	0,72/0,0075	3,9	2,80	2,11
Ленина	0,61/0,0075	3,9	2,38	1,78
Пер. Западный	0,37/0,0075	3,9	1,44	1,08
Локомотивная	0,75/0,0075	3,9	2,93	2,19
Вокзальная	0,171/0,0075	3,9	0,66	0,49
Калинина	0,42/0,0075	3,9	1,64	1,23
Новая	0,5/0,0075	3,9	1,95	1,46
Пер. Переездный	0,3/0,0075	3,9	1,17	0,88
Переулок Коммунистический	0,93/0,0075	3,9	3,63	2,72
Пушкина	0,53/0,0075	3,9	2,067	1,55025
Итого	8,091		31,55	23,661

2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

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

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

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

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

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

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

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

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП17-130-131:

$$P_{P..л} = 201,23 + (148,19 \cdot 0,9) = 334,59 \text{ кВт};$$

$$Q_{P..л} = 55,613 + (29,637 \cdot 0,9) = 82,28 \text{ квар.}$$

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

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	$P_{P..л}$, кВт	$Q_{P..л}$, квар
1	2	3
ТП1-118 до 120	355,36	71,788
ТП1-121,122, 123	318,16	68,74
ТП1-144,165	22,9	16,2
ТП1-134,154,162,163	302,398	79,165
ТП1-124,125	12	3,48

1	2	3
ТП2-110 до 113	24,212	6,96
ТП2-114 до 117	24,212	6,96
ТП2-118а,140	223,92	44,784
ТП2-159	216,45	43,29
ТП4-86 до 96	78	22,62
ТП4-99 до 102	130,54	28,32
ТП4-100 до 101	132,14	27,72
ТП4-104 до 106	186,48	37,3
ТП4-107 до 109	186,48	37,3
ТП4-149	25	5
ТП16-126,127	295,55	66,34
ТП16-128,129	281,55	56,31
ТП16-135,161	156,945	31,893
ТП17-130,131	334,59	82,28
ТП17-132,133	300,77	70,73
ТП17-145,151	106,8	52,335
ТП21-136,137	282,008	56,31
ТП21-142,146	272	60
ТП21-143,155,156	40	28,644
ТП21-157	54	13,5
ТП28а-1,2,8до16	66	19,14
ТП28а-3до7,17	36	10,44
ТП28а-18до21	24	6,96
ТП28а-139	115	28,75
ТП28а-26,27	309,4	83,86
ТП28-30до41	72	20,88
ТП28-43до50	48	13,92
ТП28-51до55	30	8,7

1	2	3
ТП28-56до69	84	24,36
ТП28-42	126	25,2
ТП32-22до25	24	6,96
ТП32-28,158	90,75	53,77
ТП32-166	1,8	0,45
ТП32-138	100	38
ТП32-29,141,164	237,75	127,225
ТП33-80,81	288,315	57,843
ТП33-82,85	290,763	60,923
ТП33-83,84	284,715	56,835
ТП33-70до79	60	17,4

2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

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

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

При лучевой схеме электропитания, от источника питания отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

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

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

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

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (11)$$

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

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

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

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}} \quad (12)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [1, 6]), А.

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

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (13)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [1,6], А;

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

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [12];

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

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

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

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%; \quad (14)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

L - длина линии, км;

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

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

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения

$$\text{tg } \varphi = Q/P.$$

Определим сечение кабеля для линии ТП2-159:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{148,18^2 + 29,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1} = 335,91 \text{ А};$$

К установке выбираем кабель марки АСБл сечением 95 мм².

Определяем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{длДоп}} = 293 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,13 = 381,9 \text{ А};$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$335,91 \leq 381,9;$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{335,91 \cdot 0,07 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,31 \cdot 0,98 + 0,06 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 5,6\%.$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

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

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.},$ А	$I_{дл.доп.},$ А	Марка кабеля	$\Delta U \%,$
1	2	3	4	5
ТП1-118 до 120	275,74	343,7	АСБл (3х95)	4,96
ТП1-121,122, 123	495,14	646,33	АСБл (3х240)	5,6
ТП1-144,165	42,68	213	АСБл (3х35)	2,6
ТП1-124,125	19,00	168,93	СИП-2 (3х25+1х35)	2,8
ТП1-134,154,162,163	237,74	581,69	АСБл (3х240)	5,1
ТП2-110 до 113	38,32	168,93	СИП-2 (3х25+1х35)	2,6
ТП2-114 до 117	38,32	168,93	СИП-2 (3х25+1х35)	2,6
ТП2-118а,140	275,29	343,7	АСБл (3х95)	5,17
ТП2-159	335,91	381,9	АСБл (3х95)	5,68
ТП4-86 до 98	123,54	311,8	СИП-2 (3х70+1х70)	6,4
ТП4-99 до 102	203,18	381,9	АСБл (3х95)	3,8
ТП4-100 до 101	205,34	381,9	АСБл (3х95)	3,84
ТП4-104 до 106	303,74	558,2	АСБл (3х185)	5,2
ТП4-107 до 109	303,74	558,2	АСБл (3х185)	5,2
ТП4-149	40,72	168,93	СИП-2 (3х25+1х35)	0,9
ТП16-126,127	460,77	491,1	АСБл (3х150)	3,5
ТП16-128,129	436,76	491,1	АСБл (3х150)	2,8
ТП16-135,161	243,615	381,9	АСБл (3х95)	3,9
ТП17-130,131	262,06	290,88	АСБл (3х70)	3,14
ТП17-132,133	235	290,88	АСБл (3х70)	2,45
ТП17-145,151	180,915	381,8	АСБл (3х95)	4,9
ТП21-136,137	454,4	491,1	АСБл (3х150)	4,3

ТП21-142,146	423,7	491,1	АСБл (3x150)	4,01
--------------	-------	-------	--------------	------

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ТП21-143,155,156	75,83	213	АСБл (3х35)	4,16
ТП21-157	84,67	213	АСБл (3х35)	4,6
ТП21-143,155,156	75,83	213	АСБл (3х35)	4,16
ТП21-157	84,67	213	АСБл (3х35)	4,6
ТП28а-1,2,8до16	104,532	384	СИП-2 (3х120+1 х 95)	4,13
ТП28а-3до7,17	57	311,88	СИП-2 (3х70+1х70)	3,8
ТП28а-18до21	38	253,4	СИП-2 (3х50+1х50)	2,13
ТП28а-139	180,315	213	АСБл (3х35)	1,77
ТП28а-26,27	487,63	646,33	АСБл (3х240)	5,6
ТП28-30до41	114,035	384	СИП-2 (3х95+1 х 70)	7,4
ТП28-43до50	76,023	311,88	СИП-2 (3х70+1 х 70)	6,34
ТП28-51до55	47,515	187,13	СИП-2 (3х35+1х50)	2,39
ТП28-56до69	133,04	384	СИП-2 (3х120+1х95)	7,7
ТП28-42	195,46	264,82	АСБл (3х70)	5,7
ТП32-22до25	38,012	187,13	СИП-2 (3х35+1 х 50)	1,91
ТП32-28,158	90,75	264,4	АСБл (3х50)	2,68
ТП32-138	162,73	264,4	АСБл (3х50)	1,75
ТП32-166	2,82	116,95	СИП-2 (3х16+1 х 25)	0,41
ТП32-29,141,164	410,16	491,1	АСБл (3х150)	5,05
ТП33-80,81	447,3	491,1	АСБл (3х150)	2,12
ТП33-82,85	451,9	491,1	АСБл (3х150)	2,14
ТП33-83,84	430,6	440,7	АСБл (3х120)	2,3
ТП33-70до79	99,78	253,4	СИП-2 (3х50+1 х 50)	6,64

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

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

$$P_{\Sigma P.L} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P.L.}; \quad (15)$$

$$Q_{P.TII} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P.L.}; \quad (16)$$

$$S_{P.TII} = \sqrt{P_{P.TII}^2 + Q_{P.TII}^2}. \quad (17)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 16

$$P_{P.TII16} = 0,9 \cdot ((ТП16 - 126 - 128) + (ТП16 - 127 - 129) + (ТП16 - 135 - 161) + P_{Oc});$$

$$P_{P.TII16} = 0,9 \cdot (281,552 + 295,55 + 156,945 + 1,83) = 660,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.TII16} = 0,9 \cdot ((ТП16 - 126 - 128) + (ТП16 - 127 - 129) + (ТП16 - 135 - 161) + Q_{Oc});$$

$$Q_{P.TII16} = 0,9 \cdot (56,31 + 66,343 + 31,893 + 1,3725) = 139,09 \text{ квар};$$

$$S_{P.TII16} = \sqrt{P_{P.TII16}^2 + Q_{P.TII16}^2};$$

$$S_{P.TII16} = \sqrt{660,64^2 + 139,09^2} = 675,13 \text{ кВА}.$$

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

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

Номер ТП	$P_{P.TII}$, кВт	$Q_{P.TII}$, квар	$S_{P.TII}$, кВА
1	2	3	4
ТП1	909,73	223,09	936,69
ТП2	459,88	95,78	469,75
ТП4	647,74	137,84	662,25
ТП16	660,64	139,09	675,13
ТП17	674,44	184,97	699,35
ТП21	583,92	179,05	610,76
ТП28	324	83,75	334,65
ТП28a	495,36	134,24	513,23
ТП32	408,87	203,77	456,83
ТП33	831,41	212,04	858,03

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

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

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

(18)

где $K_3 = 0,75$ – коэффициент загрузки;

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

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

N_T – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч} ;$$

(19)

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

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

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

(20)

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

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 21:

$$S_{расчA} = \frac{\sqrt{583,93^2 + 179,06^2}}{0,75 \cdot 2} = 407,18 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

Принимаем мощность ТП = 630 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{583,93^2 + 179,06^2}}{630} = 0,48 \leq 0,97.$$

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

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	$S_{расч.}$, кВА	S_T , кВА	k_3	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	909,73	223,09	624,46	1000	0,47	0,94	ТМГ-1000/10
ТП2	459,88	95,78	313,16	400	0,58	1,17	ТМГ-400/10
ТП4	647,74	137,84	441,50	630	0,53	1,05	ТМГ-630/10
ТП16	660,64	139,09	450,08	630	0,54	1,07	ТМГ-630/10
ТП17	674,44	184,97	466,23	630	0,55	1,11	ТМГ-630/10
ТП21	583,93	179,06	407,18	630	0,48	0,97	ТМГ-630/10
ТП28	324	83,75	334,65	250	0,67	1,34	ТМГ-250/10
ТП28а	495,36	134,24	513,23	400	0,64	1,28	ТМГ-400/10
ТП32	408,87	203,77	456,83	400	0,57	1,14	ТМГ-400/10
ТП33	831,41	212,04	572,02	1000	0,43	0,85	ТМГ-1000/10

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

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

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

Схема ТП представлена на рисунке 1:

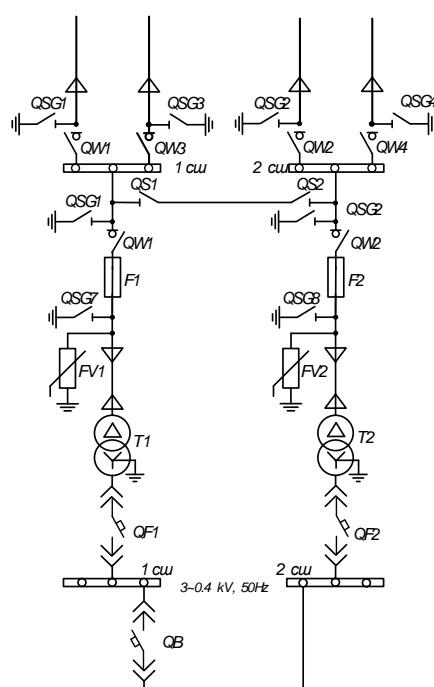


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,4 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}; \quad (21)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}; \quad (22)$$

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

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

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

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

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

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП16-127-129 по формулам:

$$\Delta P = \frac{295,55^2 \cdot 0,014 + 66,343^2 \cdot 0,014}{0,38^2} = 8,02 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{295,55^2 \cdot 0,0041 + 6,343^2 \cdot 0,0041}{0,38^2} = 2,36 \text{ квар};$$

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

$$\Delta W = 8,02 \cdot 1098 = 8,81 \text{ МВт. час.}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

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

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r, Ом	x, Ом	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-118 до 120	355,36	71,78	95	0,0372	0,0072	15,55	3,94	17,32
ТП1-121,122,123	318,16	68,74	240	0,0228	0,0133	14,38	8,39	15,79
ТП1-144,165	22,9	16,2	35	0,1092	0,0083	0,54	0,04	0,59
ТП1-134,154,162,163	302,39	79,16	240	0,0438	0,0212	20,75	9,93	22,17
ТП1-124,125	12	3,48	25	0,3621	0,0185	0,35	0,018	0,38
ТП2-110 до 113	24,212	6,96	25	0,17	0,008	0,67	0,031	0,74
ТП2-114 до 117	24,212	6,96	25	0,17	0,008	0,67	0,031	0,74
ТП2-118а,140	223,92	44,78	95	0,031	0,06	10,10	9,55	11,09
ТП2-159	216,45	43,29	95	0,0217	0,0042	6,60	1,27	7,25
ТП4-86 до 96	78	22,62	70	0,084	0,0122	3,46	0,50	3,80
ТП4-99 до 102	130,54	28,32	95	0,0403	0,0078	4,49	0,87	4,93
ТП4-100 до 101	132,14	27,72	95	0,0403	0,0078	4,59	0,89	5,04
ТП4-104 до 106	186,48	37,3	185	0,048	0,0177	10,85	4,00	11,91
ТП4-107 до 109	186,48	37,3	185	0,048	0,0177	10,85	4,00	11,91
ТП4-149	25	5	25	0,0442	0,0021	0,17	0,008	0,19
ТП16-126,127	295,55	66,34	150	0,016	0,0047	9,18	2,71	10,07
ТП16-128,129	281,55	56,31	150	0,014	0,0041	7,21	2,13	7,92
ТП16-135,161	156,94	31,89	95	0,0353	0,0068	5,67	1,10	6,22
ТП17-130,131	334,59	82,28	70	0,026	0,0038	19,32	2,81	21,22
ТП17-132,133	300,77	70,73	70	0,0167	0,0032	13,53	2,18	14,86
ТП17-145,151	106,8	52,34	95	0,0589	0,0114	5,21	1,01	5,72
ТП21-136,137	282,01	56,31	150	0,014	0,0041	7,24	2,13	7,95

ТП21-142,146	272	60	150	0,0168	0,005	8,15	2,40	8,94
--------------	-----	----	-----	--------	-------	------	------	------

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП21-143,155,156	40	28,64	35	0,1176	0,009	1,77	0,13	1,95
ТП21-157	54	13,5	35	0,126	0,0096	2,43	0,18	2,67
ТП28а-1,2,8до16	66	19,14	120	0,1073	0,0246	3,17	0,73	3,48
ТП28а-3до7,17	36	10,44	70	0,1818	0,0251	1,60	0,22	1,75
ТП28а-18до21	24	6,96	50	0,1397	0,0135	0,55	0,05	0,60
ТП28а-139	115	28,75	35	0,0336	0,0026	2,95	0,22	3,24
ТП28а-26,27	309,4	83,86	240	0,0264	0,0128	16,96	8,20	18,62
ТП28-30до41	72	20,88	95	0,1398	0,0224	4,91	0,79	5,39
ТП28-43до50	48	13,92	70	0,1201	0,0133	1,87	0,20	2,05
ТП28-51до55	30	8,7	25	0,17	0,008	1,036	0,048	1,13
ТП28-56до69	84	24,36	120	0,0886	0,0248	4,23	1,18	4,64
ТП28-42	126	25,2	70	0,1008	0,0146	10,40	1,51	11,42
ТП32-22до25	24	6,96	35	0,111	0,008	0,43	0,03	0,48
ТП32-28,158	75	42,75	50	0,0531	0,0057	2,47	0,26	2,72
ТП32-138	100	38	50	0,0295	0,0032	2,11	0,23	2,32
ТП32-166	1,8	0,45	16	0,3672	0,013	0,01	0,00	0,01
ТП32-29,141,164	237,75	127,2	150	0,025	0,0074	11,36	3,35	12,47
ТП33-80,81	288,31	57,84	150	0,014	0,0041	7,57	2,23	8,31
ТП33-82,85	290,76	60,92	150	0,018	0,0053	9,93	2,93	10,90
ТП33-83,84	284,71	56,85	120	0,0072	0,0018	3,79	0,95	4,16
ТП33-70до79	60	17,4	50	0,1812	0,0156	4,42	0,37	4,85

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

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

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

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

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Определим Потери мощности в трансформаторе ТП 2:

$$\Delta P = \frac{(459,88^2 \cdot 0,0055 + 95,788^2 \cdot 0,0055)}{0,38^2} = 7,58 \text{ кВт} \quad (27)$$

$$\Delta Q = \frac{(459,88^2 \cdot 0,017 + 95,78^2 \cdot 0,017)}{0,38^2} = 23,44 \text{ квар} \quad (28)$$

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	909,73	223,09	1000	10,96	47,70
ТП2	459,88	95,78	400	7,58	23,44
ТП4	647,74	137,84	630	8,49	37,27
ТП16	660,64	139,09	630	8,83	38,74
ТП17	674,44	184,97	630	9,47	41,57
ТП21	583,92	179,05	630	7,22	31,70
ТП28	324	83,75	250	6,58	19,04
ТП28а	495,36	134,24	400	9,05	27,99
ТП32	408,87	203,77	400	7,17	22,17
ТП33	831,41	212,04	1000	9,20	40,03

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

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

Применяют схемы:

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

В курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем.

Произведем расчет электрических нагрузок ТП 17 по формулам:

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.ТП} + \Delta P; \quad (29)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.ТП} + \Delta Q. \quad (30)$$

$$P_{ТП.ВН} = 583,92 + 7,22 = 591,15 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 179,05 + 31,7 = 210,77 \text{ квар}.$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$, кВт	$Q_{Р.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	909,73	223,09	10,96	47,70	920,71	270,81
ТП2	459,88	95,78	7,58	23,44	467,47	119,23
ТП4	647,74	137,84	8,49	37,27	656,25	175,13
ТП16	660,64	139,09	8,83	38,74	669,48	177,84
ТП17	674,44	184,97	9,47	41,57	683,92	226,54
ТП21	583,92	179,05	7,22	31,70	591,15	210,77
ТП28	324	83,75	6,58	19,04	330,58	102,79
ТП28а	495,36	134,24	9,05	27,99	504,41	162,23
ТП32	408,87	203,77	7,17	22,17	416,04	225,94
ТП33	831,41	212,04	9,20	40,03	840,62	252,07

6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий

совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}; \quad (31)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}. \quad (32)$$

где k_{\max} - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

Произведем расчет для линии РП-ТП4-ТП33-ТП32-ТП28а-РП28-РП по формулам:

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (647,75 + 324 + 495,36 + 408,87 + 831,41) = 1923,53 \text{ кВт};$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (137,85 + 83,75 + 134,24 + 203,77 + 212,04) = 642,71, \text{ квар};$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{1923,53^2 + 642,71^2} = 2028,064 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

Участок сети	Рл.10, кВт	Qл.10, кВт	Sl.10, кВт
РП-ТП4-ТП33-ТП32-ТП28а-РП28-РП	1923,53	642,71	2028,064
РП-ТП2-ТП21-ТП17-ТП16-ТП1-РП	2332,9	703,63	2436,71
РПС	4256,43	1346,34	4464,28

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

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

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{л}}} \quad (33)$$

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

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей в линии.

Условие выбора проводов:

$$I_{расч} \leq I_{длДоп}, \quad (34)$$

где $I_{длДоп}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [1, 6]), А.

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

$$I_{длДоп} = I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (35)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [1,6], А;

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

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [12];

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

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

Определим сечение кабеля для линии ТП21-ТП17:

$$I_{р.л.норм} = \frac{\sqrt{1258,4^2 + 364,03^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 75,72 \text{ А};$$

К установке выбираем кабель марки АСБл сечением 35 мм².

Определяем длительно допустимый ток:

$$I_{длДоп} = 110 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 161,59 \text{ А};$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$15,7 \leq 142,95;$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Таблица 11 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, км	P _{ij} , кВт	Q _{ij} , квар	I _{расч} , А	I _{расч} , А	I _{дл.доп} , А	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8
РП -ТП2	0,2	572,75	153,27	17,135	34,27	161,59	АСБл (3х35)
ТП2-ТП21	0,24	687,3	183,93	20,565	41,13	161,59	АСБл (3х35)
ТП21-ТП17	0,36	1258,4	364,03	37,86	75,72	161,59	АСБл (3х35)
ТП17-ТП16	0,26	1335,1	362,19	39,98	79,96	161,59	АСБл (3х35)
ТП16-ТП1	0,26	663,25	161,66	19,73	39,46	161,59	АСБл (3х35)
ТП1- РП	0,66	1245	303,47	37,035	74,07	161,59	АСБл (3х35)
РП-ТП4	0,5	816,62	239,47	24,595	49,19	161,59	АСБл (3х35)
ТП4-ТП33	0,24	453,76	152,13	13,83	27,66	161,59	АСБл (3х35)
ТП33-ТП32	0,416	1240,3	415,81	37,805	75,61	161,59	АСБл (3х35)
ТП32-ТП28а	0,19	904,23	338,01	27,9	55,80	161,59	АСБл (3х35)
ТП28а-ТП28	0,26	709,64	243,68	21,685	43,37	161,59	АСБл (3х35)
ТП28- РП	0,6	701,85	241,01	21,445	42,89	161,59	АСБл (3х35)

6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 12

Таблица 12 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, км	P _{ij} , кВт	Q _{ij} , квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6
РП -ТП2	0,3	572,75	153,27	0,89	0,01
ТП2-ТП21	0,24	687,3	183,93	1,02	0,01

ТП21-ТП17	0,36	1258,4	364,03	5,19	0,05
-----------	------	--------	--------	------	------

1	2	3	4	5	6
ТП17-ТП16	0,26	1335,1	362,19	4,18	0,03
ТП16-ТП1	0,26	663,25	161,66	1,11	0,01
ТП1- РП	0,66	1245	303,47	9,10	0,06
РП-ТП4	0,5	816,62	239,47	3,04	0,03
ТП4-ТП33	0,24	453,76	152,13	0,46	0,01
ТП33-ТП32	0,416	1240,3	415,81	5,98	0,07
ТП32-ТП28а	0,19	904,23	338,01	1,49	0,02
ТП28а-ТП28	0,26	709,64	243,68	1,23	0,02
ТП28- РП	0,6	701,85	241,01	2,78	0,03

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i; \quad (36)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i. \quad (37)$$

Произведем расчет для линии ПС-ТП4-ТП33-ТП32-ТП28а-РП28-ПС по формулам:

$$\Delta P_{\Sigma} = (3,04 + 0,46 + 5,98 + 1,49 + 1,23 + 2,78) = 14,98 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0,03 + 0,01 + 0,07 + 0,02 + 0,02 + 0,03) = 0,17 \text{ квар};$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}; \quad (38)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma};$$

(39)

$$S_{РП.10} = \sqrt{P_{РП.10}^2 + Q_{РП.10}^2}. \quad (40)$$

$$P_{РП.10} = 1923,53 + 14,98 = 1938,51 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП.10} = 642,71 + 0,17 = 642,88 \text{ квар};$$

$$S_{РП.10} = \sqrt{1938,51^2 + 642,88^2} = 2042,33 \text{ кВА}.$$

Для расчета электрических нагрузок на стороне 10 кВ РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 13

Таблица 13 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	$P_{л.10}$, кВт	$Q_{л.10}$, кВТ	$\Delta P_{л10}$, кВт	$\Delta Q_{л10}$, квар	$P_{РП.10}$, кВт	$Q_{РП.10}$, квар	$S_{РП.10}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
РП-ТП4-ТП33- ТП32-ТП28а- РП28-РП	1923,5	642,71	14,98	0,17	1938,51	642,88	2042,33
РП-ТП2-ТП21- ТП17-ТП16- ТП1-РП	2332,9	703,63	21,49	0,17	2340,39	703,79	2457,33
РПΣ	4256,4	1346,34	36,47	0,34	4278,91	1346,67	4499,66

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

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

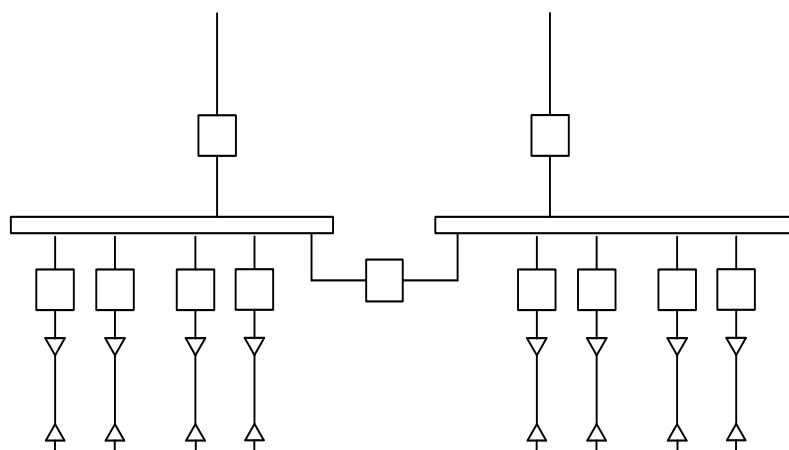


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

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

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

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

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (41)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2}; \quad (42)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (43)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (44)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (45)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

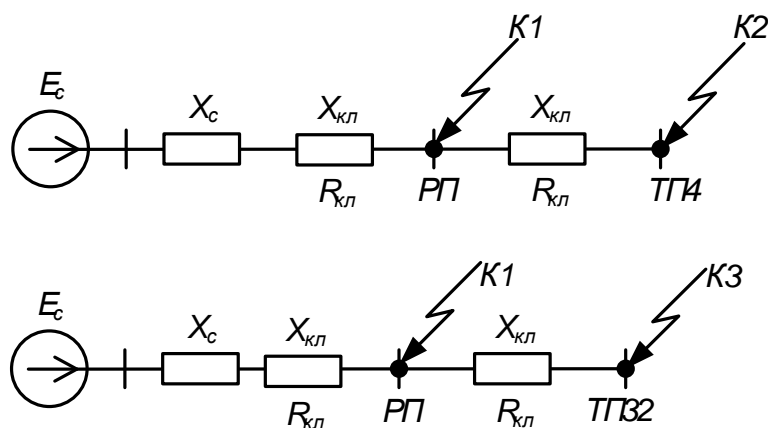


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП1:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,1} = 0,854 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(0,854 + 0,095)^2 + 0,84^2} = 1,27 \text{ Ом};$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,27} = 4,78 \text{ кА};$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,78 = 4,14 \text{ кА};$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,062;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,062 \cdot 4,78 = 7,185 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведу в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6
РП-ТП4-ТП33-ТП32					
К1	4,78	4,14	0,003	1,062	7,185
К2	3,77	3,27	0,002	1,019	5,438

1	2	3	4	5	6
К3	3,5	3,03	0,002	1,013	5,018
РП-ТП1-ТП16-ТП17					
К4	3,52	3,05	0,002	1,013	5,042
К5	3,47	3	0,002	1,012	4,97

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

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

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

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (46)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z = \sqrt{(x_{mp} + x_{л})^2 + (r_{mp} + r_{л})^2}; \quad (47)$$

где x_{mp} - реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

r_{mp} - активное сопротивление трансформатора, Ом.

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$x_{mp} = \frac{U_{\kappa.p.} \% \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (48)$$

$$r_{mp} = \frac{U_{\kappa.a.} \% \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3; \quad (49)$$

где $U_{\kappa.p.} \%$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 4,33 %;

$U_{\kappa.a.} \%$ - активная составляющая напряжения КЗ, 1,24 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}; \quad (50)$$

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

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

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

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}; \quad (51)$$

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

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

Произведем расчет для ТП1, питающаяся от РП1.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

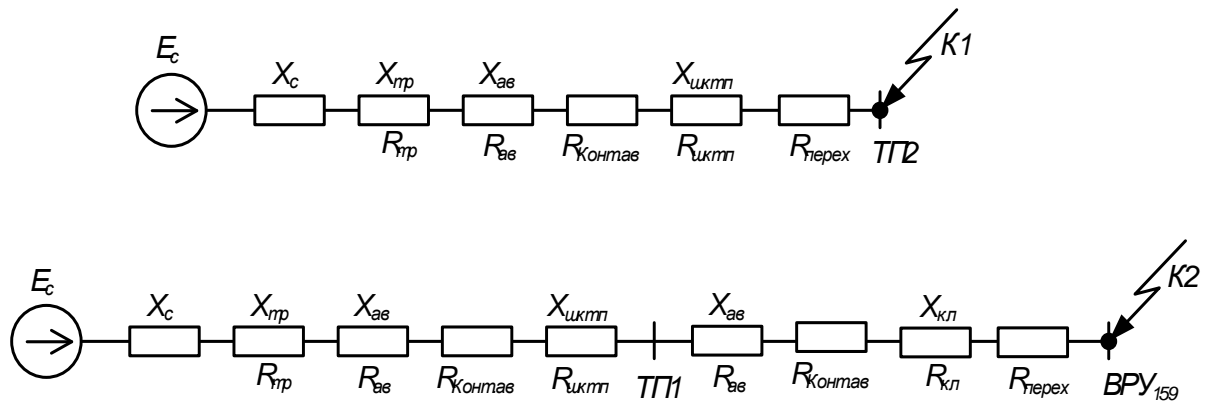


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1 и К2:

$$r_{mp} = \frac{1,24 \cdot 10^2}{100 \cdot 400} \cdot 10^3 = 3,1 \text{ Ом};$$

$$x_{mp} = \frac{4,33 \cdot 10^2}{100 \cdot 400} \cdot 10^3 = 11 \text{ Ом};$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{(r_{mp} + r_{ав} + r_{контав} + r_{иктп} + r_{перех})^2 + (x_c + x_{mp} + x_{ав} + x_{иктп})^2}; \quad (52)$$

где $r_{ав}$ - активное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{Контав}$ - активное сопротивление контакта автоматического выключателя

(0,15 мОм);

$r_{шкмпн}$ - активное сопротивление шины КТП (0,01 Ом);

$r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (15 мОм);

$x_{ав}$ - реактивное сопротивление автоматического выключателя;

$x_{шкмпн}$ - реактивное сопротивление шины КТП (0,06 Ом);

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{(3,1 + 0,00065 + 0,00015 + 0,00001 + 0,015)^2 + (0,046 + 11 + 0,00017 + 0,00006)^2} = 11,309 \text{ Ом};$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,309} = 20,42 \text{ А};$$

$$Z_{к1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{шкмпн} + 3 \cdot r_{перех}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{тр} + 3 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{шкмпн}\right)^2}; \quad (53)$$

$$Z_{к1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 3,1 + 3 \cdot 0,00065 + 3 \cdot 0,00015 + 3 \cdot 10 \cdot 0,00001 + 3 \cdot 0,015\right)^2 + \left(2 \cdot 0,046 + 3 \cdot 11 + 3 \cdot 0,00017 + 3 \cdot 8,5 \cdot 0,00006\right)^2} = 33,88 \text{ Ом};$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{54,09} = 20,45 \text{ А};$$

$$z_{к2}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{тр} + 2 \cdot r_{ав} + 2 \cdot r_{Контав} + r_{шкмпн} + r_{перех} + r_{кл}\right)^2 + \left(x_c + x_{тр} + 2 \cdot x_{ав} + x_{шкмпн} + x_{кл}\right)^2}; \quad (54)$$

где $r_{перех}$ - переходное сопротивление дуги (20 мОм);

$$z_{к2}^{(3)} = \sqrt{\left(3,1 + 2 \cdot 0,00065 + 2 \cdot 0,00015 + 0,00001 + 0,02 + 0,04494\right)^2 + \left(0,046 + 11 + 2 \cdot 0,00017 + 0,00006 + 0,0092\right)^2} = 11,515 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,515} = 20,055 \text{ A};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot r_{ав} + 3 \cdot 2 \cdot r_{Контав} + 3 \cdot r_{шкtn} + 3 \cdot r_{перех} + 3 \cdot r_{кл}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{шкtn} + 3 \cdot x_{кл}\right)^2} ; \quad (55)$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 3,1 + 3 \cdot 2 \cdot 0,00065 + 3 \cdot 2 \cdot 0,00015 + 3 \cdot 10 \cdot 0,00001 + 3 \cdot 0,02 + 3 \cdot 0,0449\right)^2 + \left(2 \cdot 0,046 + 3 \cdot 11 + 3 \cdot 2 \cdot 0,00017 + 3 \cdot 8,5 \cdot 3 \cdot 0,00006 + 0,0092\right)^2} = 34,343 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{34,34} = 20,17 \text{ A}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
1	2	3
К1	20,42	20,45
К2	19,39	19,5
К3	20,16	20,25
К4	32,08	32,15
К5	31,27	31,49
К6	31,27	31,49
К7	32,08	32,15
К8	31,27	31,49
К9	31,43	31,65
К10	32,08	32,15
К11	31,58	31,8
К12	31,43	31,65
К13	50,72	50,89
К14	48,43	49,11

Продолжение таблицы 15

1	2	3
K15	49,72	50,26
K16	32,08	32,15
K17	31,17	31,46
K18	31,63	31,85
K19	50,73	50,89
K20	48,43	49,11
K21	49,45	49,99
K22	12,78	12,79
K23	12,64	12,69
K24	12,66	12,69
K25	20,42	20,45
K26	20,05	20,17
K27	20,25	20,35
K28	20,42	20,44
K29	20,05	20,17
K30	20,21	20,3

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]; \quad (56)$$

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

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{B_{\kappa}}{C_m}}. \quad (57)$$

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

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП1 – ТП4.

$$B_{\kappa} = 3,77 \cdot \left[0,57 + 0,002 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,002}} \right) \right] = 2,16 \text{ кA}^2 \cdot \text{c};$$

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{2,16 \cdot 10^3}{90}} = 4,89 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $35 \text{ мм}^2 > 4,89 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $4,89 \text{ мм}^2$.

10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

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

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
ПС-ТП2	0,42	0,086	0,3	0,89	0,15
ТП2-ТП21	0,42	0,086	0,24	1,02	0,14
ТП21-ТП17	0,42	0,086	0,36	5,19	0,40
ТП17-ТП16	0,42	0,086	0,26	4,18	0,30
ТП16-ТП1	0,42	0,086	0,27	1,11	0,16
ТП1-ПС	0,42	0,086	0,66	9,10	0,71
ПС-ТП4	0,42	0,086	0,5	3,04	0,36
ТП4-ТП33	0,42	0,086	0,24	0,46	0,10
ТП33-ТП32	0,42	0,086	0,416	5,98	0,46
ТП32-ТП28а	0,42	0,086	0,19	1,49	0,15
ТП28а-ТП28	0,42	0,086	0,26	1,23	0,16
ТП28-ПС	0,42	0,086	0,6	2,78	0,37

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

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

11.1 Выбор и проверка выключателей

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

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

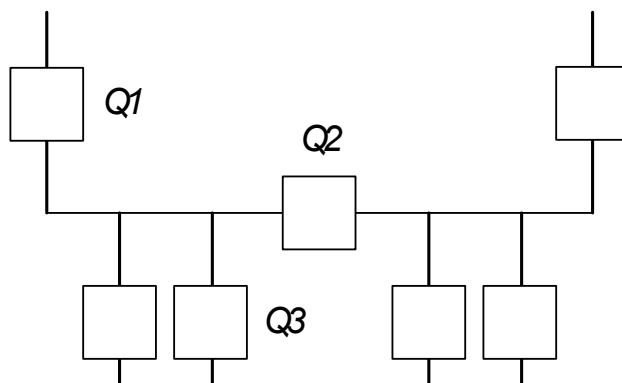


Рисунок 5 – Расположение выключателей

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

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{2332,9^2 + 703,63^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 140,85 \text{ А.};$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (58)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} ; \quad (59)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном}; \quad (60)$$

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

$$4,78 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ноК1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (61)$$

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

$$B_K = 4,78^2 \cdot (0,57 + 0,003) = 13,09 \text{ кА}^2\text{с};$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (62)$$

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

$$B_K \leq B_{к.в};$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}; \quad (63)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40$ %;

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

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

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0}; \quad (64)$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,78 = 6,76 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 140,85 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 7,185 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 13,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 4,78 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 4,78 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 6,76 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки. На РП выбираем выключатели ВВ/TEL -10-20/630-У3, так как их технические характеристики соответствуют расчетным данным.

11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

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

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

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

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}; \quad (65)$$

где $K_{э\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bk \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m; \quad (66)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;

t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}; \quad (67)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

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

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K; \quad (68)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 300 А.

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

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

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

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

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}; \quad (69)$$

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

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

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2};$$

где $S_{приб}$ - мощность приборов.

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

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}};$$

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

S_{min} - минимальное сечение проводов.

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 :

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

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле :

$$B_k = 4,78^2 \cdot (0,57 + 0,003) = 13,09 \text{ кА}^2\text{с};$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{рmax}} = 140,85 \text{ А}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_K = 13,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{уд}} = 7,185 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП выбираем трансформаторы тока ТОЛ-10УЗ, так как их технические характеристики соответствуют расчетным данным.

11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (70)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8

1	2	3	4	5	6
Счетчик АЭ	Альфа- А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

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

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

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

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП выбираем трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3, так как их технические характеристики соответствуют расчетным данным.

11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

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

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

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

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП6}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ А}; \quad (71)$$

$$I_{н/а} = \frac{2436,71}{\sqrt{3} \cdot 10} = 140,85 \text{ А}.$$

Принимаем шины АДО сечением $q = 2,5 \hat{h} 25=63 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 265 А.

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

$$I_{п.о.} = 4,78 \text{ кА}; \quad i_y = 7,185 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 4,78^2 \cdot (1,57 + 0,003) = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{36 \cdot 10^3}}{90} = 2,1; \quad (72)$$

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

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

$$2,1 < 63 \text{ мм}^2;$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (73)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (74)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{12} = 0,39 \text{ см}^4.$$

q - поперечное сечение шины, см².

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,39}{0,63}} = 94,65 \text{ Гц};$$

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

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (75)$$

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{7185^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 29,76 \text{ Н / м};$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (76)$$

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

$$M = \frac{29,76 \cdot 1,2^2}{10} = 4,28 \text{ Н / м}.$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}; \quad (77)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

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

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,31 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{4,28}{0,31} = 13,8 \text{ МПа}.$$

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

$$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}.$$

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

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 140,85 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 480 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 2,1 \text{ мм}^2$	$q = 63 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 13,8 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

На РП выбираем сборные шины АДО, так как их технические характеристики соответствуют расчетным данным.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (78)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7185^2 \cdot 1,2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 35,72 \text{ Н};$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

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

Таблица 23 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 35,72 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные оборудование полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП выбираем аналогичные изоляторы ИО -10-3,75 УЗ., так как их технические характеристики соответствуют расчетным данным.

11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12Р производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и

распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

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

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

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

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

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

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

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

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

11.6 Выбор марки и типа ТП

Подстанция трансформаторная комплектная блочная с двумя трансформаторами 2КТПГС 250...1000/10/0,4 предназначена для приема

электрической энергии трех фазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10 кВ, преобразования его в напряжение 0,4 кВ и распределения по потребителям. КТПГ изготавливаются в соответствии с ГОСТ 14695-80 и применяются для электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных объектов в районах с умеренным климатом (диапазон температур от минус 45 С до +40 С).



Рисунок 6 – Общий вид 2КТПГ

Конструкция устройства и типы устанавливаемого оборудования

Конструктивно 2КТПГС-АТ состоит из трех отсеков:

- отсек устройства со стороны высшего напряжения — УВН;
- отсек силовых трансформаторов Т1 и Т2;
- отсек распределительного устройства со стороны низшего напряжения - РУНН.

В блоке силовых трансформаторов согласно заявке заказчика могут быть установлены масляные трансформаторы серии ТМ, ТМГ, ТМГСУ или сухие ТСГЛ, ТС и ТСЗ:

Вентиляция в блоке силовых трансформаторов - естественная и осуществляется через жалюзийные решётки.

Распределительное устройство со стороны низшего напряжения реализовано на панелях серии ЩО70 как с устройством АВР, так и без него. Количество и номинальные токи отходящих линий согласно заявке заказчика.

КТПГ относятся ко 2 степени огнестойкости по СНБ 2.02.01 и соответствует категории пожарной опасности В по НПБ 5.

В комплект поставки подстанции входят:

- железобетонный блок в сборе с установленным внутри силовым трансформатором;
- лампы и плафоны к светильникам;
- кабельная перемычка по стороне ВН (для 2КТПБ);
- запасные предохранители;
- монтажный комплект;
- эксплуатационная документация.

В комплект поставки подстанции не входят:

- средства защиты;
- огнетушители;

Их поставка осуществляется по требованию поставщика.

11.7 Выбор и проверка предохранителей

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (79)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{1,4 \cdot S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (80)$$
$$I_{расч} = \frac{1,4 \cdot \sqrt{216,45^2 + 43,29^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 470,274 \text{ А.}$$

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

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 500 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-630.

Выбор предохранителей представлен в таблице 24

Таблица 24 – Выбор предохранителей

Участок сети	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1-118 до 120	386,0318	400	ПН2-400
ТП1-121,122, 123	693,196	800	ПН2-1250
ТП1-144,165	59,752	63	ПН2-100
ТП1-134,154,162,163	26,6084	31,5	ПН2-100
ТП1-124,125	332,8444	355	ПН2-400
ТП2-110 до 113	53,6508	63	ПН2-100
ТП2-114 до 117	53,6508	63	ПН2-100
ТП2-118а,140	385,406	400	ПН2-400
ТП2-159	470,274	500	ПН2-630
ТП4-86 до 96	172,9532	200	ПН2-250
ТП4-99 до 102	284,452	315	ПН2-400
ТП4-100 до 101	287,476	315	ПН2-400
ТП4-104 до 106	425,236	500	ПН2-630
ТП4-107 до 109	425,236	500	ПН2-630
ТП4-149	57,0094	63	ПН2-100
ТП16-126,127	645,078	800	ПН2-1250
ТП16-128,129	611,464	630	ПН2-630
ТП16-135,161	341,061	355	ПН2-400
ТП17-130,131	366,884	400	ПН2-400

ТП17-132,133	329	355	ПН2-400
ТП17-145,151	253,281	315	ПН2-400
ТП21-136,137	636,16	800	ПН2-1250
ТП21-142,146	593,18	630	ПН2-630

1	2	3	4
ТП21-143,155,156	106,162	125	ПН2-250
ТП21-157	118,538	125	ПН2-250
ТП28а-1,2,8до16	146,3448	160	ПН2-250
ТП28а-3до7,17	79,8	100	ПН2-100
ТП28а-18до21	53,2	63	ПН2-100
ТП28а-139	252,441	315	ПН2-400
ТП28а-26,27	682,682	800	ПН2-1250
ТП28-30до41	159,649	160	ПН2-250
ТП28-43до50	106,4322	125	ПН2-250
ТП28-51до55	66,521	80	ПН2-100
ТП28-56до69	186,256	200	ПН2-250
ТП28-42	273,644	315	ПН2-400
ТП32-22до25	53,2168	63	ПН2-100
ТП32-28,158	127,05	160	ПН2-250
ТП32-166	3,948	6,3	НПН2-60
ТП32-138	227,822	250	ПН2-250
ТП32-29,141,164	574,224	630	ПН2-630
ТП33-80,81	313,11	315	ПН2-400
ТП33-82,85	316,3272	355	ПН2-400
ТП33-83,84	602,84	630	ПН2-630
ТП33-70до79	139,692	160	ПН2-250

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}; \quad (81)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}; \quad (82)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B; \quad (83)$$

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

11.8 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p. \quad (84)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расч}}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	936,69	1353,598	1575	ВА75-45
ТП2	469,75	678,8295	1000	ВА53-43
ТП4	662,25	957,0087	1000	ВА53-43
ТП16	675,13	975,6214	1000	ВА53-43
ТП17	699,35	1010,621	1280	ВА53-43
ТП21	610,76	882,6012	630	ВА53-43
ТП28	334,65	483,5983	500	ВА52-39
ТП28а	513,23	741,6618	1000	ВА53-43

1	2	3	4	5
ТП32	456,83	660,159	1000	ВА53-43
ТП33	858,03	1239,928	1280	ВА53-43

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

$$i_{yd} \leq i_{дин}.$$

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

11.9 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд выбирается из опыта эксплуатации как 1% мощности силовых трансформаторов ГПП, и обычно находится в пределах 250-400 кВА. Так как наша подстанция достаточно небольшой мощности, то мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников.

К приемникам СН подстанций относятся:

Первая группа

- оперативные цепи (15 кВт), двигатели системы охлаждения трансформатора (70 кВт), аппаратуры связи телемеханики (10 кВт).

Вторая группа

- зарядное, подзарядное устройство, АКБ (20 кВт), освещение (150 кВт), электроотапление помещения (10 кВт), электроподогрев аппаратуры и шкафов ВН (10 кВт).

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = k_{и1} \cdot S_1 + k_{и2} \cdot S_2 + k_{и3} \cdot S_3 + k_{и4} \cdot S_4, \quad (85)$$

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

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma_1} = 0,3 \cdot 15 + 0,7 \cdot 70 + 0,5 \cdot 10 = 58,5 \text{ кВА}$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma_2} = 0,8 \cdot 20 + 0,6 \cdot 150 + 0,8 \cdot 10 + 0,43 \cdot 10 = 118 \text{ кВА}$$

Суммарная мощность от двух групп:

$$S_{\Sigma_{1,2}} = 58,5 + 118 = 176,5 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{\Sigma_{1,2}}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (86)$$

Определяем мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{176,5}{2 \cdot 0,7} = 126 \text{ кВА.}$$

11.10 Выбор ограничителей перенапряжений

На стороне 10 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН - 10/12/10/450 У3 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 22.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток пропускной способности (2 мс), кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см,
10	10	12	10	450	35,5

Произведем проверку выбранных ОПН.

- По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети ($U_{нрс}$), нормируемому ГОСТ 1516.3-96:

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} \quad (87)$$

$$12 \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,1 \text{ кВ} - \text{ для 10 кВ}$$

ОПН для 10 кВ выбраны верно.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ. Руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, высоту местности над уровнем моря, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Любой ОПН, выбранный в соответствии с требованиями электрических воздействий на него, еще не обеспечит надежную и устойчивую работу аппарата, если не учтены неэлектрические воздействия.

Для ОПН в большинстве случаев нормируется величина тока срабатывания противозрывного устройства. При таком токе не происходит взрывного разрушения крышки ОПН при его внутреннем повреждении. В противном случае осколки крышки, а в ряде случаев варисторы, могут повредить оборудование. При выборе ограничителей с токами срабатывания противозрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ.

12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –10 кВ. Эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

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

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

$$I_{\text{эмк.кл}} = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right); \quad (88)$$

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

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 2,09}{10} \right) = 2,6 \text{ A}$$

Определим однофазное замыкание на землю(ОЗЗ):

$$I_{\text{с.л}}^{\text{ОЗЗ}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с}}; \quad (89)$$

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

$I_{\text{с}}$ - емкостный ток замыкания на землю, А.

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,1 \cdot 2,6 = 2,8 \text{ A}$$

Расчёт ОЗЗ для остальных отходящих линий приведён в таблице 27

Таблица 27 - Расчёт ОЗЗ

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}$	$I_{\text{ёмк.кл}}$	$I_{\text{с.л}}^{\text{ОЗЗ}}$
РП-ТП1-ТП16-ТП17- ТП21-ТП2- РП	2,09	2,09	2,8
РП-ТП4-ТП33-ТП32-ТП28а-РП28-РП	2,2	2,75	3,025

Городские сети 6-10 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

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

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

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Для выполнения дипломного проекта, т.е. реконструкции системы электроснабжения жилого района пгт. Магдагачи известны следующие исходные данные:

- план жилого реконструируемого района;
- суммарная расчетная нагрузка потребителей;
- мощность трансформаторов КТП;
- протяженность кабельных линий напряжением 0,4 и 10 кВ;
- сечения и марки выбранных кабелей.

13.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с созданием новых, расширением действующих, а также реконструкцией и техническим перевооружением предприятий необходимы затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями. Капиталовложения могут быть использованы на следующие нужды:

- строительно-монтажные работы;
- приобретение технологического оборудования;
- прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т. д.).

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K = K_{ЛΣ} + K_{обΣ}, \quad (90)$$

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

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

13.1.1 Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются по формуле:

$$K_{к/10} = K_0 \cdot L \cdot K_{район}, \quad \text{тыс.} \quad \text{руб.}, \quad (91)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ 10 кВ на 2016 год, руб./км [2];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ - коэффициент района (зональный) (принимается $K_{район} = 1,09$)[7].

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

$$K_{КЛ} = 375 \cdot 0,3 \cdot 1,09 = 122,625 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты остальных участков линий таблицу и определяем суммарную величину капиталовложений в КЛ 10 кВ.

Таблица 28 – стоимость линий 10 кВ

Марка провода	Стоимость 1 км, руб	$K_{район}$	Длина линии, км	Цена, руб
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,3	122625
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,24	98100
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,36	147150
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,26	106275
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,27	110362,5
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,66	269775
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,5	204375
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,24	98100
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,416	170040
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,19	77662,5
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,26	106275
АСБл (3х35)	375000	1,09	0,6	245250
Сумма				1755990

Далее определяются капиталовложения в КЛ 0,4 кВ по формуле:

$$K_{КЛ0,4} = K_{КЛ0,4} \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс.руб.},$$

где $K_{КЛ0,4}$ – удельная стоимость сооружения КЛ 0,4 кВ на 2016 год, руб./км,[2];

L – длина кабеля, км.

Расчет покажем на примере участка линии 0,4 кВ ТП1-121-122-123:

$$K_{кл} = 369 \cdot 0,19 \cdot 1,09 = 70,110 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты остальных участков линий сводим в таблицу и определим суммарную величину капиталовложений в КЛ 0,4 кВ.

Таблица 29 – стоимость линий 0,4 кВ

Марка провода	Стоимость 1 км, руб	$K_{район}$	Длина линии, км	Цена, руб
1	2	3	4	5
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,08	35040
АСБл (3x240)	369000	1,09	0,19	70110
АСБл (3x35)	375000	1,09	0,13	48750
АСБл (3x240)	1090000	1,09	0,365	433656
СИП-2 (3x25+1x35)	143000	1,09	0,213	33200,31
СИП-2 (3x25+1x35)	143000	1,09	0,08	12469,6
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,09	42967,8
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,1	47742
СИП-2 (3x70+1x70)	314000	1,09	0,07	23958,2
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,2	95484
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,13	62064,6
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,13	62064,6
АСБл (3x185)	824000	1,09	0,3	269448
АСБл (3x185)	824000	1,09	0,3	269448
СИП-2 (3x25+1x35)	143000	1,09	0,026	4052,62
АСБл (3x150)	668000	1,09	0,08	58249,6
АСБл (3x150)	668000	1,09	0,07	50968,4
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,114	54425,88
АСБл (3x70)	323000	1,09	0,062	21828,34
АСБл (3x70)	323000	1,09	0,06	21124,2
АСБл (3x95)	438000	1,09	0,19	90709,8
АСБл (3x150)	668000	1,09	0,07	50968,4
АСБл (3x150)	668000	1,09	0,084	61162,08
АСБл (3x35)	375000	1,09	0,14	57225
АСБл (3x35)	375000	1,09	0,15	61312,5
СИП-2 (3x120+1 x 95)	318000	1,09	0,33	114384,6
СИП-2 (3x70+1x70)	314000	1,09	0,32	109523,2

СИП-2 (3x70+1x70)	314000	1,09	0,17	58184,2
СИП-2 (3x50+1x50)	240000	1,09	0,04	10464

1	2	3	4	5
АСБЛ (3x35)	375000	1,09	0,22	33200,31
АСБЛ (3x240)	1090000	1,09	0,3	12469,6
СИП-2 (3x70+1 x 70)	314000	1,09	0,19	42967,8
СИП-2 (3x35+1x50)	231000	1,09	0,15	47742
СИП-2 (3x120+1x95)	318000	1,09	0,369	23958,2
АСБЛ (3x70)	323000	1,09	0,24	95484
СИП-2 (3x35+1 x 50)	231000	1,09	0,1	62064,6
АСБЛ (3x50)	440000	1,09	0,09	62064,6
АСБЛ (3x50)	440000	1,09	0,05	269448
СИП-2 (3x16+1 x 25)	102000	1,09	0,15	269448
АСБЛ (3x150)	668000	1,09	0,125	4052,62
АСБЛ (3x150)	668000	1,09	0,07	58249,6
АСБЛ (3x150)	668000	1,09	0,09	50968,4
АСБЛ (3x120)	534000	1,09	0,03	54425,88
СИП-2 (3x50+1 x 50)	240000	1,09	0,197	21828,34
Сумма				3478050,11

13.1.2 Расчет капиталовложений оборудования

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

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

$$K_{\text{КТП}} = K_{\text{КТП}}^{2016} \cdot K_{\text{район}} + S \cdot k_{\text{осв}} \cdot 10^{-3}, \quad \text{тыс.} \quad \text{руб.}, \quad (92)$$

где $K_{\text{КТП}}^{2016}$ – стоимость КТП с учётом строительно-монтажных работ в ценах 2016 года, тыс. руб.;

$K_{\text{район}}$ - коэффициент района, принимается равным 1,09 [4];

S – площадь отводимая под КТП, м² [8];

$k_{\text{осв}}$ – стоимость земли (принимается $k_{\text{осв}} = 216$ руб/м²).

Рассчитаем капиталовложения в двухтрансформаторную 2 КТПГС - 250/10(6)0,4 :

$$K_{КТП} = 398 \cdot 1,09 + 100 \cdot 216 \cdot 10^{-3} = 455,420 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП сводим в таблицу 29 .

Таблица 30 – стоимость КТП

<i>КТП</i>	<i>Количество</i>	<i>Цена</i>	<i>Стоимость</i>
2КТПГС-1000/10(6)0,4	2	740000	1634800
2КТПГС -630/10(6)0,4	4	430000	1896400
2КТПГС-400/10(6)0,4	3	421000	1398270
2КТПГС-250/10(6)0,4	1	398000	455420
Сумма			5384890

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

$$K_{обор\Sigma} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{рп} + K_{смр.} + K_{пр.}; \quad (93)$$

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

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

$K_{рп}$ – капиталовложения в распределительный пункт;

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

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

$$K_{обор} = 5384 + 13,1 + 350 + 45 + 5 = 5797,1 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения на сооружение СЭС :

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ0,4} + K_{КЛ10} + K_{обор}, \quad (94)$$

$$K_{\Sigma} = 1755,990 + 3478,05 + 5797,1 = 11031,14 \text{ тыс. руб.}$$

13.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

Амортизационные отчисления (издержки на амортизацию) представляют собой денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции и определяются по выражению:

$$I_{ам} = K_{об} \cdot \alpha_{ам},$$

(95)

где $K_{об}$ - капитальные вложения, тыс.руб.;

$\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}},$$

(96)

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, определяется по таблице 18, [4].

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

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс},$$

(97)

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей определяются из таблицы 19, [4].

Для кабельных линий принимается:

$$\alpha_{амар}^{кл} = \frac{1}{25} = 0,04;$$

$$\alpha_{экс}^{кл} = 0,004.$$

Определим общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{общ.КЛ}} = 1755,990 + 3478,05 = 5234,04 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{амКЛ}} = 5234,04 \cdot 0,04 = 209,36 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 5234,04 \cdot 0,004 = 20,94 \text{ тыс.руб.}$$

Для КТП, РП и др. оборудования принимается:

$$\alpha_{\text{амар}}^{\text{кл}} = \frac{1}{20} = 0,05;$$

$$\alpha_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 0,037.$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{кмп}} = 5797,1 \cdot 0,05 = 289,855 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{кмп}} = 5797,1 \cdot 0,037 = 214,49 \text{ тыс. руб.}$$

Находим суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$(98) \quad I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{кмп}}$$

$$I_{\text{ам}} = 209,36 + 289,855 = 499,215 \text{ тыс. руб.},$$

$$(99) \quad I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{кмп}}$$

$$I_{\text{экс}} = 20,94 + 214,49 = 235,43 \text{ тыс. руб.}$$

13.3 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери.

Находим потери энергии в сети. В нашем случае они будут равны потерям в кабельных линиях напряжением 0,4 и 10 кВ и в КТП.

Время использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 5400$ ч;

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1129$ ч.

Потери энергии в кабельных линиях 10 кВ за год равны:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 40044,06 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Потери энергии в кабельных линиях 0,4 кВ за год равны:

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} = 301787,105 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = \Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{10}} \quad (100)$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = 301787,105 + 40044,06 = 341831,165 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Суммарные потери электроэнергии определяем по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} + \Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}}, \quad (101)$$

$$\Delta W = 341831,165 + 92835,9 = 434667,065 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Потребляемую полезную энергию находим по следующему выражению:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\max}, \quad (102)$$

где P_p – суммарная расчетная нагрузка сети ($P_p = 6870,05$ кВт).

Определим потребляемую полезную энергию:

$$W_{\text{год}} = 6870,05 \cdot 5400 = 37098270 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Тогда оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь) определится как:

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (103)$$

где T_d – тариф энергоснабжающей организации на уровне напряжения 10 кВ
($T_d = 134$ руб/МВт·ч).

$$I_{\Sigma} = 37098,270 \cdot 134 = 4971168 \text{ руб.} = 4971,168 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на потери электроэнергии вычисляются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = T_d \cdot \Delta W,$$

(104)

Определим их:

$$I_{\Delta W} = 134 \cdot 434,677 = 58246 \text{ руб.} = 58,246 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 2163,378 + 58,246 = 2221,6 \text{ тыс. руб.}$$

13.3.1 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденным выше значения издержек, по следующей формуле:

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{ам} + I_{экс} + I_{\Delta W}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma},$$

(105)

$$I_{np} = 0,3 \cdot (499,215 + 235,43 + 58,246) + 0,03 \cdot 11031,14 = 568,8 \text{ тыс. руб}$$

13.3.2 Расчет себестоимости электрической энергии

Таблица 31 – Смета эксплуатационных расходов

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	499,215
2	Затраты по содержанию оборудования, в том числе:			

2.1	- затраты на ремонт и эксплуатации	$I_{\text{экс}}$	тыс. руб.	235,43
2.2	- затраты топливно-энергетических ресурсов на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды)	$I_{\text{ЛЭ}}$	тыс. руб.	58,246
3	Затраты на покупную электроэнергию, потребленную потребителями сетевого предприятия	$I_{\text{Э}}$	тыс. руб.	4971,168

1	2	3	4	5
4	Прочие расходы	I_{np}	тыс. руб.	568,8
5	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	6332,859
6	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	кВт·ч	37099827 0
7	Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии	C	руб./кВт·ч	0,17
8	Капиталовложения в проект	K	тыс. руб.	11937,15

Находим себестоимость электроэнергии по следующей формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{6332,859}{37098,270} = 0,17 \text{ руб./кВт·ч.}$$

13.4 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта и т.д. То есть оценка экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, т. е. когда достигнут проектный уровень производства, но инвестиционный капитал еще продолжает возвращаться.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к капиталовложениям.

Простой срок окупаемости это есть период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Срок окупаемости капитальных вложений определяется как последовательное суммирование величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) можно отнести к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций, так как он оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Определить ЧДД можно путем дисконтирования чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [3].

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \quad \text{тыс.} \quad \text{руб.}, \quad (106)$$

где $T_{\text{пот}}$ – тариф для потребителей (2,36 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 37098,270 \cdot 2,36 = 87551,92 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma}) \cdot 0,24, \quad (107)$$

$$H_t = (87551920 - 6332859) \cdot 0,24 = 19492,57 \text{ тыс. руб.}$$

13.4.1 Расчет величины прибыли от реализации

Расчет величины прибыли от реализации производится по формуле:

$$P_{чt} = O_{pt} - I_{\Sigma} - H_t,$$

(108)

В нулевой год прибыль от реализации равна нулю, в первый год – 17373 тыс. руб., а в остальные 19 лет она одинаковая – 30040 тыс. руб.

$$P_{ч0} = 0 \text{ тыс. руб.}; P_{ч1} = 17373 \text{ тыс. руб.};$$

$$P_{ч2} = P_{ч3} = \dots = P_{ч20} = 30040 \text{ тыс. руб.}$$

13.4.2 Расчет простой нормы прибыли

Простая норма прибыли определяется по выражению:

$$ПНП = \frac{P_{чt}}{K_t} \cdot 100\%,$$

(109)

$$ПНП = \frac{6172,49}{11031,14} \cdot 100\% = 55,9\% .$$

13.4.3 Расчет простого срока окупаемости

Простой срок окупаемости находится как:

$$T_{ок.п.} = \frac{K_t}{P_{чt}},$$

(110)

$$T_{ок.п.} = \frac{11031,14}{6172,14} = 2,54 \text{ года.}$$

13.4.4 Расчет и построение графика чистого дисконтированного дохода

Расчет чистого дисконтированного дохода определяется по следующей формуле:

$$ЧДД = -K_{t=0} - \sum_{t=0}^{20} \left[(I_{\Sigma} - O_{P_t}) \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad \text{тыс. руб.}$$

(111)

где E – ставка рефинансирования ЦБ РФ, $E = 11\% = 0,11$ о.е.

$$ЧДД_1 = -9680,46; \quad ЧДД_2 = -10511,75; \quad ЧДД_3 = 45133,87; \quad ЧДД_4 = 40661,15;$$

$$ЧДД_5 = 36631,66; \quad ЧДД_6 = 33001,5; \quad ЧДД_7 = 29731,08; \quad ЧДД_8 = 26784,75;$$

$$ЧДД_9 = 24130,41; \quad ЧДД_{10} = 21739,11; \quad ЧДД_{11} = 19584,78; \quad ЧДД_{12} = 17643,95;$$

$$ЧДД_{13} = 15895,45; \quad ЧДД_{14} = 14320,22; \quad ЧДД_{15} = 12901,1; \quad ЧДД_{16} = 11622,61;$$

$$ЧДД_{17} = 10470,82; \quad ЧДД_{18} = 9433,17; \quad ЧДД_{19} = 8498,35; \quad ЧДД_{20} = 7656,17$$

По полученным значениям ЧДД строится жизненный цикл проекта, представлен на рисунке 6.

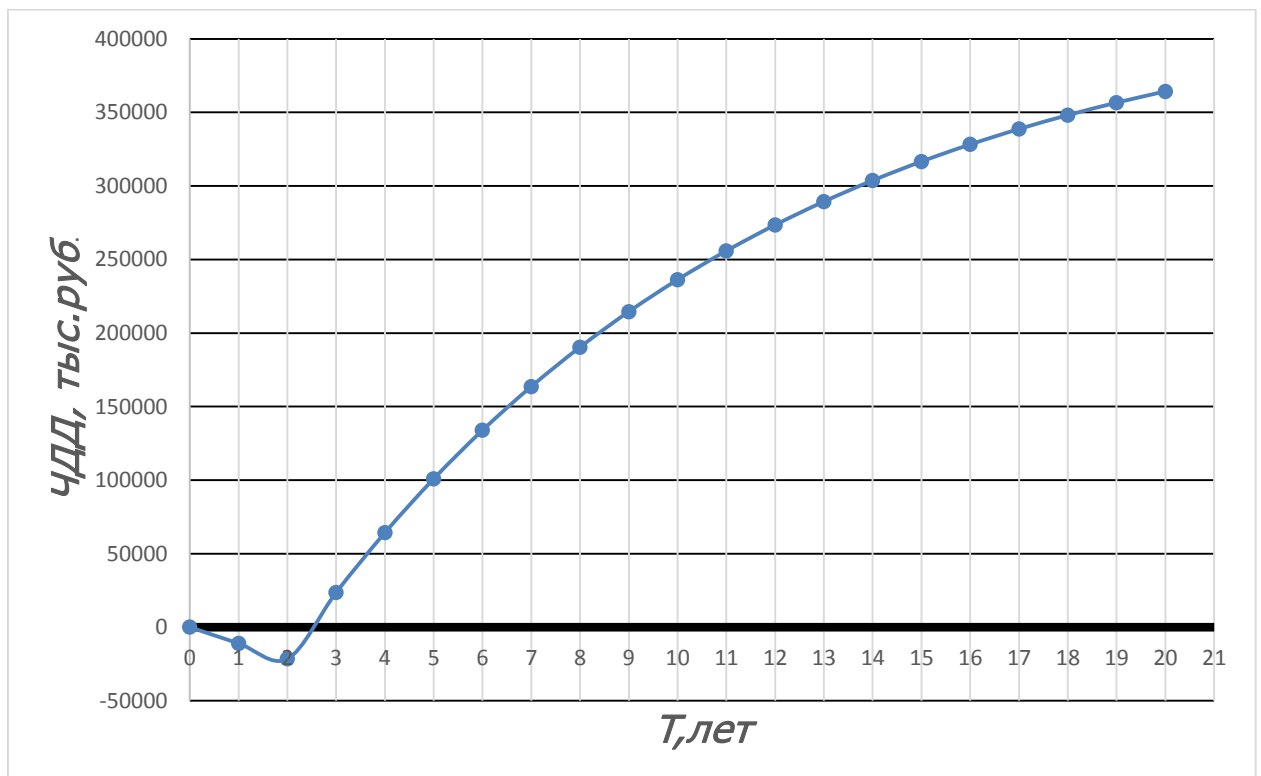


Рисунок 7 – График чистого дисконтированного дохода (Нарастающим итогом)

14 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

14.1 Расчет заземления подстанции «Магдагачи»

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

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

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее

время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

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

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

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

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких

параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

В качестве горизонтальных проводников принимается прутковая сталь диаметром 15 мм. В качестве вертикальных проводников приняты стальные прутки с длиной l_v , равной 5 метрам. Расстояние между полосами заземлителя $l_{п-п}$ принято равным 6 метрам, расстояние между вертикальными электродами a – 18 метров. Глубина заложения горизонтальных заземлителей – 0,7 м. Проверка принятого сечения горизонтальных проводников по условиям термической и коррозионной стойкости:

Произведем расчет заземления подстанции «Магдагачи».

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

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

где A - ширина территории подстанции (102 м);

B - длина территории подстанции (104 м).

$$S = (102 + 2 \cdot 1,5) \cdot (104 + 2 \cdot 1,5) = 11235 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

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

где R - радиус провода, принимаем равным $7,5 \text{ мм}^2$.

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

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

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

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

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

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

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{5710^2 \cdot 0,155}{400 \cdot 21}} = 24,5 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

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

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

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

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

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

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

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

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

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С.}$$

(117)

$$F_{\phi} = 71,2 + 24,5 = 95,7 \text{ мм}^2.$$

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

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}},$$

(118)

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{95,7}{3,14}} = 5,52 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 6 мм.

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

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

(119)

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

$$L_r = \frac{(102 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (104 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(104 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (102 + 2 \cdot 1,5) = 3745 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(102 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 18.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(104 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 18.$$

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

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

(120)

$$m = \frac{3745}{2 \cdot \sqrt{11235}} - 1 = 17 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

(121)

$$L_{я} = \frac{\sqrt{11235}}{17} = 6,24 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1).$$

(122)

$$L = 2 \cdot \sqrt{11235} \cdot (17+1) = 3816 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a},$$

(123)

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{11235}}{18} = 23,56.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 24.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Т.к. место, где расположена подстанция, грунты такие: щебень и черноземовидные.

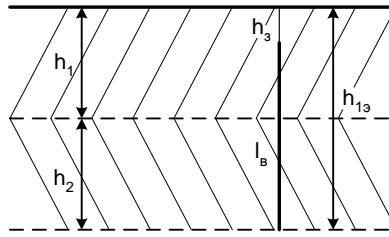


Рисунок 8 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

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

(124)

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

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

$$\rho_{1э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 115,54 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

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

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

(125)

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

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом·м):

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

(126)

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{7-5,7}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 26,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

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

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{115,54}{26,4} = 4,39.$$

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

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

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

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

(127)

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 30,43 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

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

(128)

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

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 104} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 104}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 4,7 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭВ}})},$$

(129)

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

$$R_{CT} = \frac{30,43 \cdot 4,7}{0,75 \cdot (24 \cdot 4,7 + 36 \cdot 30,43)} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{II} = \frac{\alpha_{II} \cdot R_{ЭВ}}{n \cdot \eta},$$

(130)

где α_{II} - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

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

$$R_{ИВ} = \frac{30,43 \cdot 1}{24 \cdot 0,75} = 1,69 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{Г}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}},$$

(131)

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

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

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

(132)

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,79 \text{ мкГн/м;}$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,79 \cdot 104}{3 \cdot 2 \cdot 4,7} = 7,5;$$

$$R_{ИГ} = \frac{4,7 \cdot 7,5}{36 \cdot 0,75} = 1,32 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{ИГ} \cdot R_{ИВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ИГ} + n_G \cdot R_{ИВ})},$$

(133)

$$R_{II} = \frac{1,32 \cdot 1,69}{0,75 \cdot (24 \cdot 1,32 + 36 \cdot 1,69)} = 0,032 \text{ Ом.}$$

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

14.2 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

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

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

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

Для защиты подстанции «Магдагачи» от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 30 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) /13/:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (134)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (135)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{эф1}} = h_{\text{эф2}} = h_{\text{эф3}} = h_{\text{эф4}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}.$$

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

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (136)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (6,5 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{6,5}{25,5} \right) = 23,2 \text{ м}.$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}} \right),$$

(137)

где h_{cr}, r_{c0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты.

Определяются по формулам:

$$h_{cr} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h).$$

(138)

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

$$r_{c0} = r_0.$$

(139)

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми одинаково и равно 42,2 м.

$$h_{cr12} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (42,2 - 30) = 25,2 \text{ м};$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \left(\frac{25,2 - 6,5}{25,2} \right) = 23,1 \text{ м}.$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 2 и 3, расстояние между которыми одинаково и равно 57,6 м.

$$h_{cr23} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (57,6 - 30) = 20,6 \text{ м};$$

$$r_{c23} = 31,2 \cdot \left(\frac{20,6 - 6,5}{20,6} \right) = 21,3 \text{ м}.$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 60,14 м.

$$h_{cr34} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (60,14 - 30) = 20,1 \text{ м};$$

$$r_{c34} = 31,2 \cdot \left(\frac{20,1 - 6,5}{20,1} \right) = 21,1 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, расстояние между которыми одинаково и равно 48,9 м.

$$h_{cr13} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (48,9 - 30) = 22,1 \text{ м;}$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,1 - 6,5}{22,1} \right) = 22 \text{ м.}$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 2 и 4, а также между 2 и 4, расстояние между которыми одинаково равно 47,1 м.

$$h_{cr24} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (47,1 - 30) = 22,4 \text{ м;}$$

$$r_{c24} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,4 - 6,5}{22,4} \right) = 22,2 \text{ м.}$$

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

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

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

15 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

15.1 Защита отходящих линий

Элементы городской электрической сети оборудуются устройствами релейной защиты в объеме, регламентируемом ПУЭ. Устройства защиты обеспечивают автоматическое отключение защищаемого элемента при повреждениях, представляющих непосредственную опасность для этого элемента, или при возникновении ситуаций, угрожающих жизни людей. Устройства защиты могут сигнализировать о нарушении нормального режима работы защищаемого элемента, а также о возникновении повреждения, не представляющего непосредственной опасности для этого элемента.

Сети 0,4 кВ:

Для защиты трансформаторов напряжением на низкой стороне до 1 кВ, как правило, используют закрытые плавкие предохранители.

Защита замкнутых сетей 0,4 кВ осуществляется с помощью автоматических выключателей обратной мощности, устанавливаемых на стороне низшего напряжения трансформаторов. Для замкнутых сетей 0,4 кВ с АВР на стороне напряжения 10 кВ устройство АВР дополняют элементом, реагирующим на изменение направления потока мощности.

Сети 10 кВ:

1. Максимальная токовая защита с выдержкой времени – является основным видом защиты сетей напряжением 10 кВ от многофазных замыканий.

Время действия защиты предельно сокращают при соблюдении условий ее селективности.

2. Используют также максимальные токовые защиты без выдержки времени — токовые отсечки (время действия 0,2 - 0,3с). Отсечка отстраивается от токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ в ТП. Для максимальных токовых защит принимают следующие ступени селективности: 0,5 с с независимым временем действия; 0,6 с с ограниченно зависимой выдержкой времени на реле косвенного действия; 0,7 - на реле прямого действия. Защита от многофазных замыканий, как правило, предусматривается в двухфазном исполнении (МТО или двухступенчатая МТЗ). Согласование времени действия последовательно расположенных устройств защиты начинают с устройства, наиболее удаленного от пункта питания.

3. Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени. На одиночных линиях с двухсторонним питанием, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

4. Для исправления неселективной работы отсечки на выключателях линий предусматривают АПВ однократного действия.

5. Для защиты трансформаторов ТП со стороны 10 кВ применяют предохранители с проверкой обеспечения селективности их работы с вышестоящими и нижестоящими защитами.

15.1.1 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Произведем расчет защит линий.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для петли, которая объединяет ТП №2-ТП №1.

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

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_{c/з}}{k_g} \cdot I_{p.\max}, \quad (140)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для «Сириус-2-Л» равным 1,1;

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

k_g – коэффициент возврата, принимаемый для «Сириус-2-Л» равным 0,92-0,95;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки:

$$I_{раб} = 79,96 \text{ А.}$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,94} \cdot 79,96 = 93,57 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{n_{TA}} \right), \text{ А} \quad (141)$$

Где k_{cx} – коэффициент схемы;

n_{TA} – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = 93,57 \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 2,697 \text{ А.}$$

Для микропроцессорного реле «Сириус-2-Л» выбираем уставку тока 2,7 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_{\text{ч}} \geq 1,5$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5; \quad (142)$$

где $I_{\text{к.мин.}}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ;

$$k_{\text{ч}} = \frac{3000}{93,57} = 32,06 \geq 1,5$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне. Расчет уставок токовой отсечки.

Условие выполняется.

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

$$t_{\text{защ}} = t_{\text{л}} + \Delta t, \quad (143)$$

где $t_{\text{л}}$ - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

Δt - степень селективности. Δt для «Сириус-2-Л» принимается $\approx 0,7$.

Степень селективности принимаем равной времени отключения выключателя, т.к. защита микропроцессорная, т.е.:

$$\Delta t = t_{\text{о}}, \quad (144)$$

где t_Q – полное время отключения выключателя ($t_Q = 0,57$ с).

Найдем выдержку времени рассчитываемой защиты:

$$t_{защ} = 0,57 + 0,25 = 0,82 \text{ с.}$$

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «Сириус-2-Л».

Таблица 32 – МТЗ отходящих присоединений 10 кВ

Участок сети	$I_{с.з.},$ А	$I_{с.р.},$ А	$k_{ч}$	Выбранная уставка	$t_{защ},$ с
РП-ТП1-... -ТП2- РП	93,57	2,69	32,06	2,7	0,82
РП-ТП4-...РП28-РП	88,47	2,55	33,9	2,6	0,82

15.1.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Дополнительно к МТЗ применяется токовая отсечка (МТО). Ток срабатывания МТО выбирается по выражению

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(2)}, \quad (145)$$

где $I_{п0}^{(2)}$ – действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ в конце основной зоны защиты (на шинах 10 кВ), А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05-1,06.

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

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (146)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, А;

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

Покажем расчёт уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для петли №1, которая объединяет ТП №2-ТП №1.

Ток срабатывания МТО по выражению:

$$I_{с.з}^{TO} = 1,05 \cdot 3,03 = 3,18 \text{ кА}.$$

Проверяется отстройка тока срабатывания защиты МТО от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся от защищаемой линии по выражению

$$k_{нам} = \sum I_{ном.т} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 5 \cdot \frac{5970}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1643,27 \text{ А};$$

$$3,18 \text{ кА} > 1,643 \text{ кА} .$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

$$I_{с.р}^{TO} = \frac{1}{60} \cdot 1643,27 = 27,39 \text{ А}.$$

Выбирается реле с уставкой тока 28 А. При выбранной уставке ток срабатывания защиты

$$k_{ч} = \frac{3000}{27,39} = 109,53 \geq 1,5$$

В данном разделе выполняется расчет МТО и МТЗ для линий остальных линий, который аналогичен расчету релейной защиты вводов (на базе блоков РЗиА «Сириус-Л»).

15.2 Защита понижающих трансформаторов

Как и линии, трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий, путем установки релейной защиты.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА (включительно) можно отнести следующие:

1. Однофазные короткие замыкания между витками одной фазы.
2. Однофазные короткие замыкания на землю.
3. Междофазные короткие замыкания в обмотках.
4. Междофазные короткие замыкания на вводах.
5. Внутренние повреждения («пожар в стале» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междофазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Трансформаторы 10/0,4 кВ в сельских и городских распределительных электрических сетях мощностью до 0,63 МВ-А включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. Возможно и такое сочетание, как предохранители на стороне 10 кВ и автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ. На стороне ВН трансформаторов закрытых подстанций (ЗТП) плавкие предохранители применяются в сочетании с выключателями нагрузки (ВНП) — разъединителями с автоматическим приводом, которые отключаются при срабатывании плавкого предохранителя хотя бы на одной из фаз.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вновь вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ-10, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНП-10, а так же газовой защитой (газового реле типа KSG).

15.3 Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП.
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам.
3. АВР должно иметь минимальное время действия.
4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.
5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее.
6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования новой системы электроснабжения (реконструкции старой) были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях, а так же на реконструируемых распределительных пунктах.

15.4 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии

в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом.
2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.
3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.
4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

Для подготовки привода выключателя к повторному включению и для полной деионизации среды в месте короткого замыкания время действия автоматического устройства повторного включения должно быть не меньше требуемого и согласовано со временем работы других устройств автоматики и защиты. Так же должна учитываться возможность источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, включаемых одновременно от устройств автоматического повторного включения.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех кабельных линий электропередач напряжением 10 кВ.

15.5 Автоматическая частотная разгрузка

Для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии на реконструированных распределительных пунктах устанавливаем устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

1. АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и

предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше $f = 48,5$ Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с.

2. АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше $f = 48,8$ Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц.

3. III категория - дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий, блокировка действия устройств автоматического включения резервного питания на низкой стороне и т.д.

15.6 Релейная защита ГПП

Для силовых трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью., если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, если трансформатор имеет мощность 6,3 МВ·А и более. Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощностью, но не менее 1 МВ·А, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 сек; трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

В качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более, должна быть предусмотрена, максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

Также для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более ПУЭ требует предусмотреть от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла газовую защиту. Она должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Газовую защиту также можно устанавливать на трансформаторах мощностью 1-4 МВ·А.

16 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

16.1 Расчет надежности с помощью аналитического метода

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

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

Данные для расчета:

Для расчета приводим схему РП:

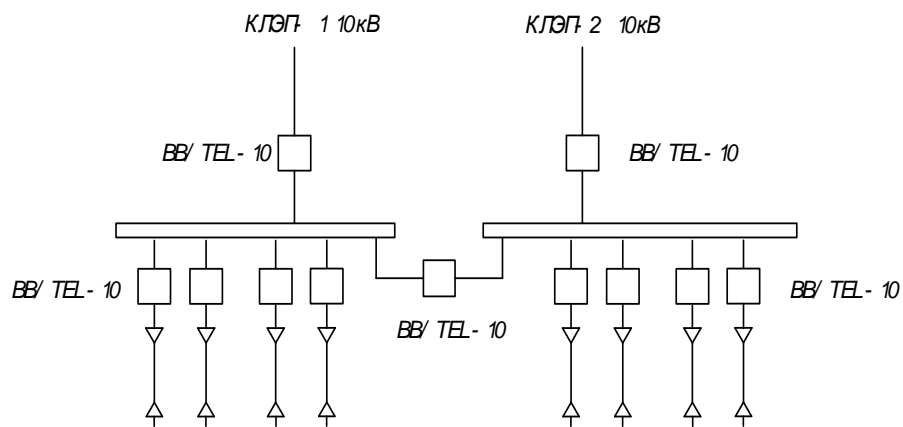


Рисунок 9 - Электрическая схема РП

Составляем схему замещения системы:

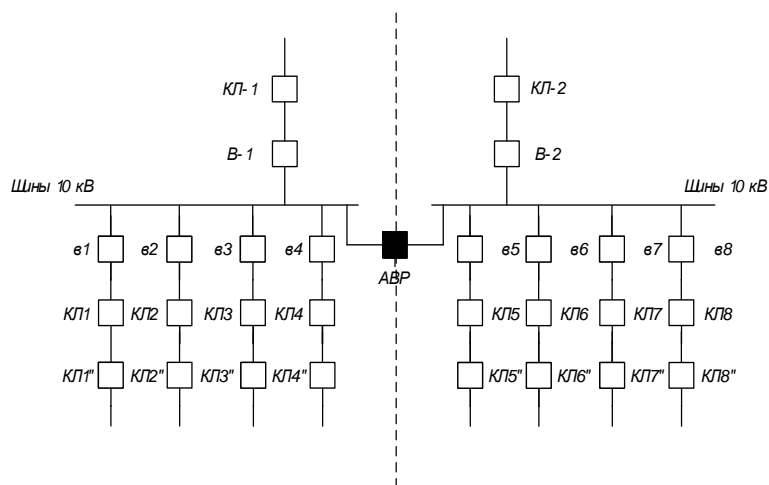


Рисунок 10 - Схема замещения рассматриваемой системы

После чего разрезаем схему «пополам», через АВР. Данная операция дает нам две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 14 и 15.

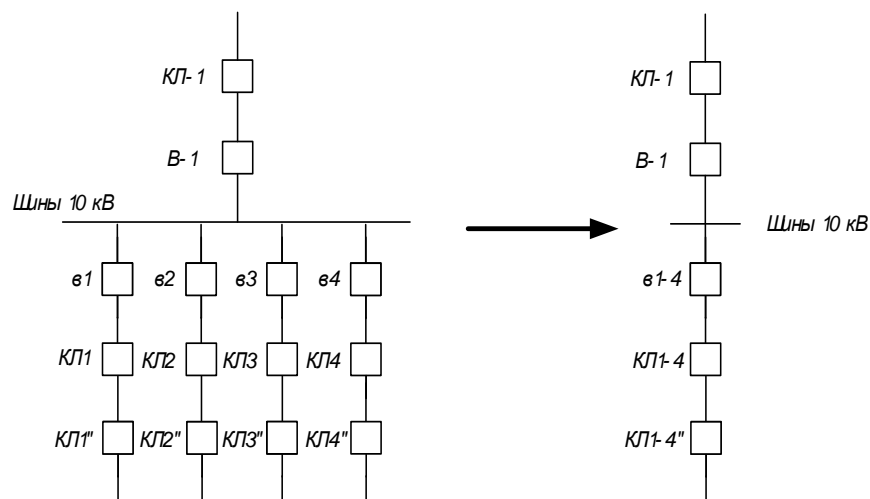


Рисунок 11 – Первая цепочка

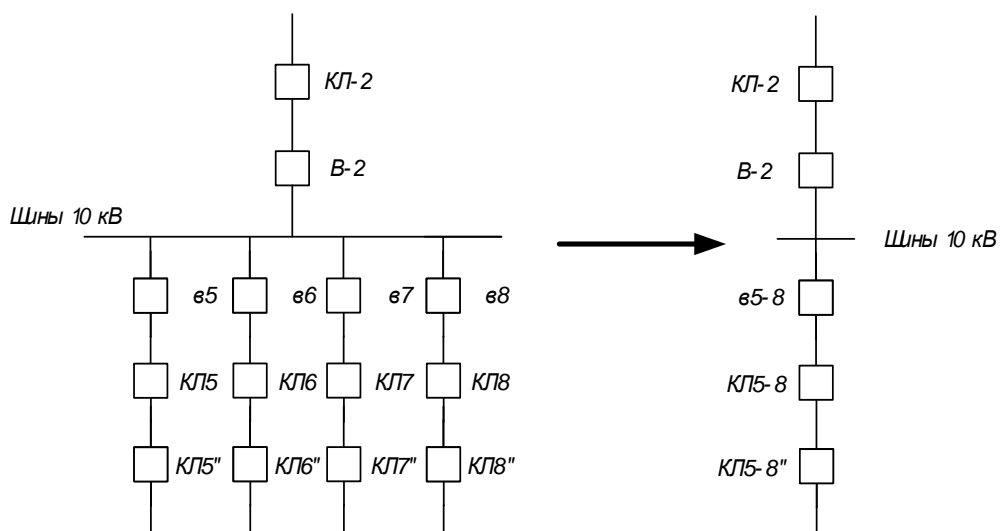


Рисунок 12 – Вторая цепочка

Далее по определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента каждой цепочки. Справочные данные сводим в таблицу 32.

Таблица 33 – Показатели надежности первой цепочки

Элементы	Средняя	Среднее	Средняя	Среднее время
----------	---------	---------	---------	---------------

	частота устойчивых отказов, λ	время восстановления, t_B , ч	частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	планового восстановления, $t_{пл,ч}$
1	2	3	4	5
КЛ 10 кВ	0,1467	16	16	2
Выкл. 10 кВ	0,009	20	20	10
Шины 10 кВ	0,03	7	7	5
Выкл. 10 кВ	0,009	20	20	10
КЛ1(РП-ТП2.1)	0,0379	16	16	2
КЛ2(РП-ТП2.2)	0,0379	16	16	2
КЛ2(РП-ТП2.2)	0,0379	16	1	5
КЛ3(РП-ТП4.1)	0,0177	16	1	2

1	2	3	4	5
КЛ4(РП-ТП4.2)	0,0177	16	1	2
КЛ1''(ТП2.1- ТП21.1)	0,0174	16	1	2
КЛ2''(ТП2.2- ТП21.2)	0,0174	16	1	2
КЛ3''(ТП4.1- ТП33.1)	0,0111	16	1	2
КЛ4''(ТП4.2- ТП33.2)	0,0111	16	1	2
КЛ1'''(ТП21.1- ТП17.1)	0,0132	16	1	2
КЛ2'''(ТП21.2- ТП17.2)	0,0132	16	1	2
КЛ3'''(ТП33.1- ТП32.1)	0,0132	16	1	2
КЛ4'''(ТП33.2- ТП32.2)	0,0132	16	1	2

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

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст},$$

(147)

$$\lambda_{неуст} = \alpha \cdot \lambda_{уст},$$

(148)

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

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

α - параметр для ЛЭП 10 кВ принимаем равный 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{ВЫКЛ} + 2 \cdot \lambda_{РАЗ}, \quad (149)$$

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

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

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,029.$$

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

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Результаты сводим в таблицу 34

Таблица 34 – Показатели надежности второй цепочки

Элементы	Средняя частота устойчивых отказов, λ	Среднее время восстановления, t_B , ч	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл,ч}$
1	2	3	4	5
КЛ 10 кВ	0,1901	16	1	2
Выкл. 10 кВ	0,009	20	0,14	10
Шины 10 кВ	0,03	7	0,166	5
Выкл. 10 кВ	0,009	20	0,14	10
КЛ5(РП-ТП28.1)	0,0489	16	1	2

КЛ6(РП-ТП28.2)	0,0489	16	1	2
КЛ7(РП-ТП1.1)	0,03	16	1	2

КЛ8(РП-ТП1.2)	0,03	16	1	2
КЛ5''(ТП28.1- ТП28а.1)	0,0146	16	1	2
КЛ6''(ТП28.2- ТП28а.2)	0,0146	16	1	2
КЛ7''(ТП1.1- ТП16.1)	0,0393	16	1	2
КЛ8''(ТП1.2- ТП16.2)	0,0393	16	1	2

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

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

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб},$$

(150)

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{КЛ-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ1''} +$$

$$+ \lambda_{КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} + \lambda_{КЛ1'''} + \lambda_{КЛ2'''} + \lambda_{КЛ3'''} + \lambda_{КЛ4'''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб},$$

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

$$\lambda_{c1} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 +$$

$$+ 0,0174 + 0,0174 + 0,0111 + 0,0111 + 0,0132 + 0,0132 + 0,0132 + 0,0132 +$$

$$+ 1,2 \cdot 1 = 1,767 \text{ 1/год.}$$

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{КЛ-2} + \lambda_{В-2} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_6 + \lambda_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} + \lambda_{КЛ7} + \lambda_{КЛ8} +$$

$$+ \lambda_{КЛ5''} + \lambda_{КЛ6''} + \lambda_{КЛ7''} + \lambda_{КЛ8''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}.$$

$$\lambda_{c2} = 0,1901 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 + 0,0323 + 0,0323 + 0,0146 + 0,0146 + 1,2 \cdot 1 = 1,948 \text{ 1/год.}$$

2. Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_{iy} = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi} \cdot$$

(151)

Чтобы выразить t_B в годах, нужно разделить на количество часов в году,

$$\text{т.е.: } t_B^* = \frac{t_B}{8760}.$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \lambda_{B-1} \cdot \bar{t}_{В.В-1} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 6 \cdot \lambda_6 \cdot \bar{t}_{В.В10} +$$

$$\lambda_{КЛ1} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1} + \lambda_{КЛ2} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2} + \lambda_{КЛ3} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3} + \lambda_{КЛ4} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4} +$$

$$+ \lambda_{КЛ3''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4''} + \lambda_{КЛ2''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2''} + \lambda_{КЛ1''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1''} +$$

$$+ \lambda_{КЛ1'''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ1'''} + \lambda_{КЛ2'''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2'''} + \lambda_{КЛ3'''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ3'''} + \lambda_{КЛ4'''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ4'''},$$

$$q_1 = 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} +$$

$$+ 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0177 \cdot \frac{16}{8760} +$$

$$+ 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0111 \cdot \frac{16}{8760} +$$

$$+ 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0132 \cdot \frac{16}{8760} = 1,087 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{КЛ2} \cdot \bar{t}_{В.КЛ2} + \lambda_{B-2} \cdot \bar{t}_{В.В-2} + \lambda_{Ш} \cdot \bar{t}_{В.Ш} + 6 \cdot \lambda_6 \cdot \bar{t}_{В.В10} + \lambda_{КЛ5} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5} +$$

$$+ \lambda_{КЛ6} \cdot \bar{t}_{В.КЛ6} + \lambda_{КЛ7} \cdot \bar{t}_{В.КЛ7} + \lambda_{КЛ8} \cdot \bar{t}_{В.КЛ8} +$$

$$+ \lambda_{КЛ5''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ5''} + \lambda_{КЛ6''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ6''} + \lambda_{КЛ7''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ7''} + \lambda_{КЛ8''} \cdot \bar{t}_{В.КЛ8''} +$$

$$\begin{aligned}
q_2 = & 0,1901 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 6 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\
& + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,03 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + \\
& + 0,0393 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} = 1,419 \cdot 10^{-3}
\end{aligned}$$

3. среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c}, \quad (152)$$

$$\bar{t}_{B1} = \frac{q_1}{\lambda_1^*} = \frac{q_1}{\lambda_{c1} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,087 \cdot 10^{-3}}{1,767 - 1} \cdot 8760 = 12,415 \text{ ч},$$

$$\bar{t}_{B2} = \frac{q_2}{\lambda_2^*} = \frac{q_2}{\lambda_{c2} - \lambda_{np.BЛ}} = \frac{1,419 \cdot 10^{-3}}{1,948 - 1} \cdot 8760 = 13,112 \text{ ч}.$$

4. Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\begin{aligned}
\lambda_C = & \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760} + \\
& + \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760}, \quad (153)
\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
\lambda_C = & 1,767 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,767 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} + \\
& + 1,948 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3} + \frac{(1,948 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 6,583 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год}.
\end{aligned}$$

5. Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{нpi} \cdot \lambda_{нp} \cdot \bar{t}_{нpi} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi},$$

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

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{нp.наиб}}{t_B}}, \quad (154)$$

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{t_{нp.наиб}}{t_{B2}}} = 1 - e^{-\frac{10}{13,112}} = 0,534,$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{t_{нp.наиб}}{t_{B1}}} = 1 - e^{-\frac{10}{12,415}} = 0,553,$$

$$K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{нp1} \cdot \bar{t}_{нp1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{нp2} \cdot \bar{t}_{нp2} \cdot q_1, \quad (155)$$

$$K_{ПС} = 1,087 \cdot 10^{-3} \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + \\ + \frac{(0,534 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,419 \cdot 10^{-3} + 0,553 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,087 \cdot 10^{-3})}{8760} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

6. Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (156)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{6,583 \cdot 10^{-3}} = 151,906 \text{ лет.}$$

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

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c, \quad (157)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c = 16,005 \text{ лет.}$$

7. Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c}, \quad (158)$$

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c} = \frac{3,094 \cdot 10^{-6}}{6,583 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 4,117 \text{ ч.}$$

8. Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}, \quad (159)$$

$$W_{нед} = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 0,307 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

16.2 Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР

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

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

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

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

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

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

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

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

$p(A_2)$, $q(A_2)$ - соответственно, вероятность отсутствия отказа и

вероятность отказа во включении.

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{i\bar{N}} = 3,094 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, т.е.:

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

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{B10} \cdot t_{B.B10} + 2 \cdot \lambda_{P10} \cdot t_{B.P10}}{8760},$$
$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 3,652 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1),$$

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

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 3,094 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99996 +$$
$$+ 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5.$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

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

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 16.

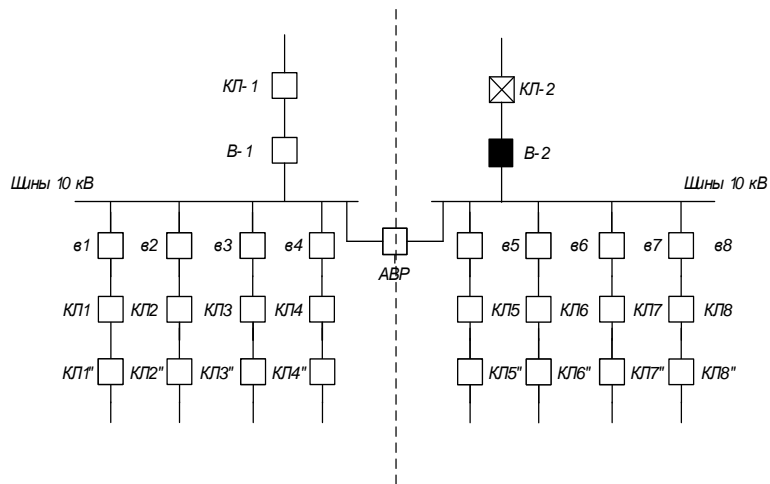


Рисунок 13 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

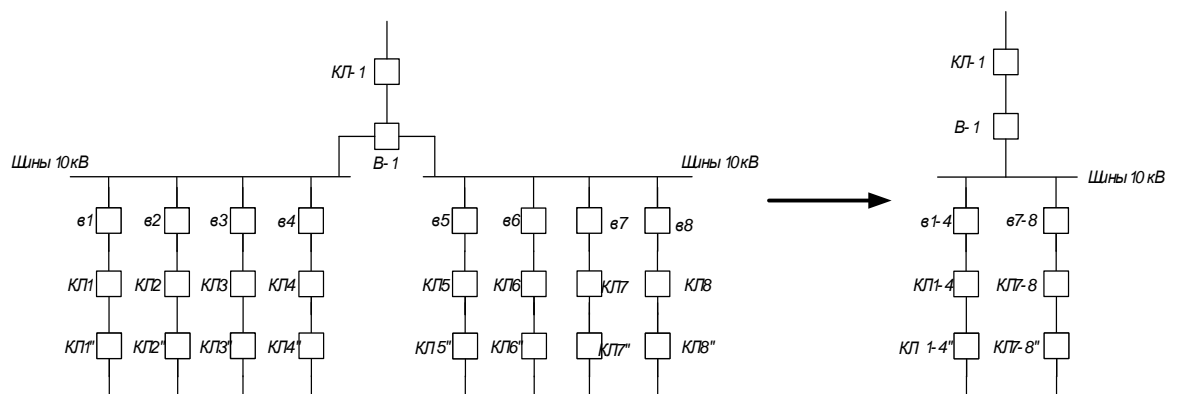


Рисунок 14 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

1. Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{сАВ} = \lambda_{КЛ-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ1''} +$$

$$+ \lambda_{КЛ2''} + \lambda_{КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} + \lambda_{КЛ1''' } + \lambda_{КЛ2''' } + \lambda_{КЛ3''' } + \lambda_{КЛ4''' } + \lambda_{Ш} + 6 \cdot \lambda_{\epsilon} +$$

$$\lambda_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} + \lambda_{КЛ7} + \lambda_{КЛ8} + \lambda_{КЛ5''} + \lambda_{КЛ6''} + \lambda_{КЛ7''} + \lambda_{КЛ8''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}$$

$$\lambda_{сАВ} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0177 + 0,0177 +$$

$$+ 0,0174 + 0,0174 + 0,0132 + 0,0132 + 0,0132 + 0,0132 +$$

$$+ 0,03 + 6 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,03 + 0,03 + 0,0146 +$$

$$+ 0,0146 + 0,0393 + 0,0393 + 1,2 \cdot 1 = 2,5481/\text{год.}$$

2. Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$\begin{aligned}
q_{AB} = & \lambda_{\text{КЛ}1} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}1} + \lambda_{\text{В}1} \cdot \bar{t}_{\text{В.В}1} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 6 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{\text{В.В}10} + \lambda_{\text{КЛ}1} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}1} + \\
& + \lambda_{\text{КЛ}2} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}2} + \lambda_{\text{КЛ}3} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}3} + \lambda_{\text{КЛ}4} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}4} + \\
& + \lambda_{\text{КЛ}1''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}1''} + \lambda_{\text{КЛ}2''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}2''} + \lambda_{\text{КЛ}3''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}3''} + \lambda_{\text{КЛ}4''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}4''} + \lambda_{\text{КЛ}1'''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}1'''} \\
& + \lambda_{\text{КЛ}2'''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}2'''} + \lambda_{\text{КЛ}3'''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}3'''} + \lambda_{\text{КЛ}4'''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}4'''} + \lambda_{\text{Ш}} \cdot \bar{t}_{\text{В.Ш}} + 6 \cdot \lambda_g \cdot \bar{t}_{\text{В.В}10} + \\
& + \lambda_{\text{КЛ}5} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}5} + \lambda_{\text{КЛ}6} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}6} + \lambda_{\text{КЛ}7} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}7} + \lambda_{\text{КЛ}8} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}8} + \lambda_{\text{КЛ}5''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}5''} + \\
& + \lambda_{\text{КЛ}6''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}6''} + \lambda_{\text{КЛ}7''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}7''} + \lambda_{\text{КЛ}8''} \cdot \bar{t}_{\text{В.КЛ}8''}.
\end{aligned}$$

Как и в нормальном режиме, нужно выразить t_B в годах, путем деления

на количество часов в году, т.е.: $t_B^* = \frac{t_B}{8760}$.

$$q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

3. Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме:

$$\bar{t}_{\text{В.АВ}} = \frac{q_{AB}}{\lambda_1^*} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB} - \lambda_{\text{пр.ВЛ}}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548 - 1} \cdot 8760 = 12,11 \text{ ч.}$$

4. Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB},$$

$$\lambda_c = 2,548.$$

5. Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{\text{П.С.}} = q_{AB} = 2,14 \cdot 10^{-3}.$$

6. Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,548} = 0,392 \text{ лет.}$$

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

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = 0,041 \text{ лет.}$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{BC}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\lambda_c} = \frac{q_{AB}}{\lambda_{AB}} = \frac{2,14 \cdot 10^{-3}}{2,548} \cdot 8760 = 7,357 \text{ ч.}$$

8. Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}.$$

$$W_{нед} = 2,14 \cdot 10^{-3} \cdot 11,339 \cdot 8760 = 212,565 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 35.

Таблица 35 - Результаты расчета надежности РП

П	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, λ_c	$6,583 \cdot 10^{-3}$	2,584
Средняя вероятность состояния отказа системы	$3,094 \cdot 10^{-6}$	$2,14 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	151,906	0,392
Рабочее время безотказной работы, лет	16,005	0,041
Время восстановления системы, ч	4,117	7,357
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,307	212,565

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время

восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 44, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов. В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта, что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Безопасность

Исходя из темы моего дипломного проекта, а также из требований ПУЭ, в которых говорится, что во вновь проектируемых, а также в реконструируемых городах, линии электропередачи следует выполнять в кабельном исполнении, в данном разделе, я рассмотрю технику безопасности при монтаже кабельных линий и при прокладке кабеля.

В соответствии с ПТБ, при работе с кабельными линиями (их монтаже, ремонте и демонтаже) следует выполнять следующие требования.

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекатывание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекатывания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями

барабана. Необходимо также перед началом перекатки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В, при напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены. При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливают угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах, туннелях и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности: перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка открытым огнем запрещается; открытый люк колодца ограждают или устанавливают около него предупредительный знак; разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу запрещается, все эти операции следует делать только снаружи; расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых кастрюлях или ковшах, прикрепляемых к стальному тросу на карабине. Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы

В туннелях и коллекторах после проверки отсутствия газов разрешается при соблюдении мер пожарной безопасности разжигать паяльные лампы и жаровни, разогревать припой. Разогрев кабельной мастики следует производить вне помещения. Во время работы должны быть открыты два люка или две двери так, чтобы работающие находились между ними. Для освещения места работы в колодцах, а также в туннелях и коллекторах при недостаточности постоянного освещения применяют переносные лампы 12 В или аккумуляторные фонари.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать соприкосновения их с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

17.2 Экологичность

Поскольку в своём дипломном проекте я рассматриваю жилой район поселка городского типа, то под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети поселка на окружающую среду в целом, и на жителей в частности. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10, 6 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным. Что связано как с

небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП. Поэтому следует рассмотреть акустические шумы от трансформаторных подстанций (ТП), расположенных вблизи жилых домов, а также защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых домов под строительство ТП.

Под термином "шум" подразумевается беспорядочное смешение звуков различной частоты и силы, оказывающие негативное воздействие на человека. Предельно допустимые уровни шума хорошо известны. Принятая единица измерения шума – децибелы (дБ). Для городского человека, живущего в условиях постоянного шума, такие звуки могут вызвать состояние монотонии, невозможности сосредоточенной работы, тяги ко сну. Ему необходим период привыкания к тишине. На ВЛ акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. В линиях 10 и 0,4 кВ потери на корону не велики и шумовое давление на них практически отсутствуют.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений [14]: $L_{a_{max}} = 55$ дБА с 7⁰⁰-23⁰⁰ часов, $L_{a_{max}} = 45$ дБА с 23⁰⁰-7⁰⁰ часов.

Для трансформаторов разной мощности с естественным масляным охлаждением (марка ТМГ) существуют скорректированные уровни звуковой мощности в соответствии с [14] :

- для трансформаторов мощностью 250 кВА – $L_{pa} = 65$ дБА;
- для трансформаторов мощностью 400 кВА – $L_{pa} = 68$ дБА;
- для трансформаторов мощностью 630 кВА – $L_{pa} = 70$ дБА;
- для трансформаторов мощностью 1000 кВА – $L_{pa} = 73$ дБА.

При оценке шума трансформатора в эксплуатации по ГОСТ12.1.003–83 уровень звука на заданном расстоянии (R) от трансформатора (более 30 м) определяют по формуле

$$L_a = L_{pa} - 10 \cdot \lg S, \quad (160)$$

где S – площадь измерительной поверхности, м².

$$S = 2 \cdot \pi \cdot R^2, \quad (161)$$

В соответствии с вышеприведенными формулами произведём расчёт шума для различных типов трансформаторов установленных на ТП в пгт. Магдагачи. Расчёт будем производить для расстояния R=35 м, так как в городах и поселках ТП строятся на значительно больших расстояниях. Т.е. если на расстоянии 35 метров выполняется указанное условие, то на больших и подавно. Полученные значения сведём в таблицу, а в качестве примера приведём расчёт звукового давления для ТП № 11, на которой установлен силовой трансформатор ТМ – 250/10, питающий, ряд жилых двухквартирных домов и жилой четырехэтажный дом; расстояние до ближайшего здания – жилого многоэтажного дома $l = 60$ м (рис. 15).

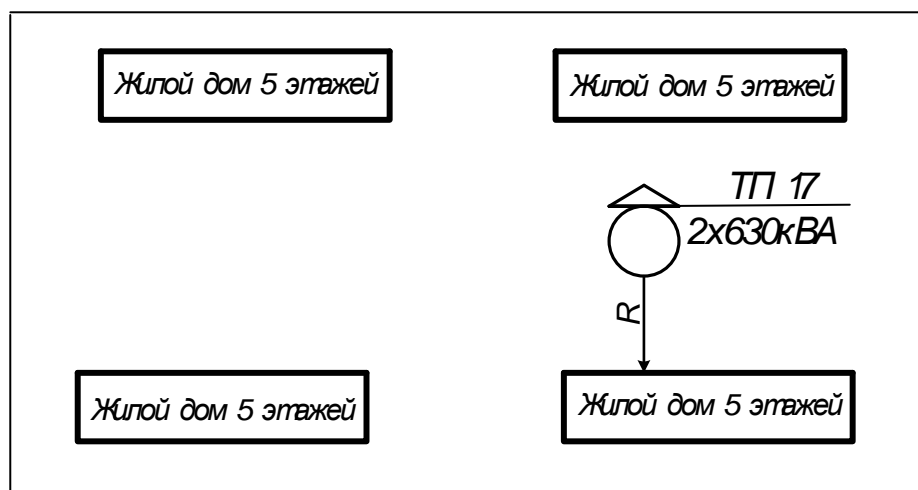


Рисунок 15 – Схема к расчёту шума, создаваемого ТП № 17 на территории жилой зоны

$$L_a = L_{pa} - 10 \cdot \lg S = 65 - 10 \cdot \lg 7696,9 = 26,14 \text{ дБА}; \quad (162)$$

$$S = 2 \cdot \pi \cdot R^2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 35^2 = 7696,9 \text{ м}^2. \quad (163)$$

Таблица 36 – Звуковое давление от трансформаторов на расстоянии 35 м

Мощность трансформатора, кВА	$L_{\text{ра}}$, дБА	S , м ²	L_a , дБА
250	65	7696,9	26,14
400	68	7696,9	29,14
630	70	7696,9	31,14
1000	73	7696,9	34,14

Согласно рассчитанным данным, можно сделать вывод, что на расстоянии 35 метров от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам. Теперь рассмотрим вопрос отвода земель под строительство ТП. Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая:

-для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250 – 400, 630 и 1000 кВА – 100 м²;

Все принятые расстояния до трансформаторных подстанций соответствуют /8/.

В районе, электроснабжением которого я занимаюсь, в настоящее время расположены 1 ТП мощностью 250 кВА, 3 ТП мощностью 400 кВА, 4 ТП мощностью 630 кВА и 2 ТП мощностью 1000 кВА, причем все ТП являются двухтрансформаторными. Таким образом, под них отводится:

-для ТП с трансформаторами по 250 кВА

$$S=1 \cdot 100=100 \text{ м}^2;$$

-для ТП с трансформаторами по 400 кВА

$$S=3 \cdot 100=300 \text{ м}^2;$$

-для ТП с трансформаторами по 630 кВА

$$S=4 \cdot 100=400 \text{ м}^2;$$

-для ТП с трансформаторами по 1000 кВА

$$S=2 \cdot 100=200 \text{ м}^2.$$

Рассматривая вопрос экологичности, нельзя забывать, что при несоблюдении определенных правил и норм, из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом. Именно такие трансформаторы и используются в электроснабжении поселка Прогресс.

При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов, в соответствии с ПУЭ, выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслоборники с соблюдением следующих требований:

- 1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние 0,5 м.
- 2) Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.
- 3) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

Все эти мероприятия предусмотрены в существующей системе электроснабжения, и, разумеется, будут предусмотрены в реконструируемой.

17.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения города, может быть пожар на ТП.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

1) Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего

оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской красного цвета.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой).

Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями.

Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе дипломного проектирования была проведена реконструкция систем электроснабжения высокого и низкого напряжения верхнего посёлка Магдагачи, в ходе которой были разработаны схемы электроснабжения и произведен выбор и проверка питающих и распределительных линий электропередачи и необходимого оборудования ТП 10/0,4 кВ. В системах электроснабжения высокого и низкого напряжения была произведена замена морально и физически устаревшего оборудования.

В экономической части проекта были рассмотрены вопросы технико-экономической эффективности проекта реконструкции. Были определены себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта и его финансовая состоятельность.

В части безопасность и экологичность произведен расчет минимального расстояния от источника шума до границы жилой застройки, расчет отвода земель под комплектные трансформаторные подстанции, и рассмотрен порядок действий при возникновении пожара на комплектной трансформаторной подстанции.

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

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.

2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.

3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.

4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.

5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.

6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.

- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.
- 9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.
- 13 ГОСТ 12.2.024–87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 14 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984-368 с.
- 15 Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических систем / Э.И. Басс. - М.: Изд-во МЭИ, 2001.- 410 с.
- 16 ВСН № 14278тм-т1. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ – Взамен СН 465-74, 1994. – 16 с.
- 17 Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник Т.3. Кн.1. Производство, передача и распределение электрической энергии / В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. - 964 с.
- 18 ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. 1983. - 13 с.
- 19 ГОСТ 12.4.026-76. Цвета сигнальные и знаки безопасности – Москва:, 1976. - 58 с.

20 ГОСТ Р 12.4.026-2001. ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначения и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний – М., 2001. – 64 с.

21 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф.Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.

22 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 390 с.

23 Китушин, В.Г. Надежность электрических систем. Часть 1 / В.Г. Китушин. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – 256 с.

24 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика / А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. – М.: Благовещенск: АмГУ, 2006. – 94 с.

25 Козлов, В. А. Электроснабжение городов / В.А.Козлов. - Ленинград.: Энергоатомиздат, 1986. – 247 с.

26 Комплектные электротехнические устройства. Институт промышленного развития «Информэнерго», том 1, часть 2. – М., 1999. – 87 с.

27 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е.А. Конюхова. – М.: Издательство «Мастерство», 2002. – 320 с.

28 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: Издательство НЦЭНАС, 2001. - 192с.

29 Мясоедов, Ю.В. Расчет симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 63 с.

30 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

31 Руководящий документ. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: Энергетические технологии, 2000. - 116 с.

32 Руководящий документ. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34.20.185-94. – Министерство топлива и энергетики РФ, 1995. - 32 с.

33 Руководящий документ. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. РД-153.-34.0-20.527-98. – М.: НЦ ЭНАС, 2001. – 105 с.

34 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина и др.– М.: Энергоатомиздат, 1991. – 662 с.

35 С.Н. 12.2.0.24-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля, 1987. – 11 с.

36 С.Н. 2.2.4-2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки – Москва:,1996. – 8 с.

37 Трубицин, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицин. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

38 Федосеев, А.М. Релейная защита электрических систем: Учебник для вузов / А.М. Федосеев. – М.: Энергия, 1976.-375 с.

39 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей / Д.Л.Файбисович. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1997. – 354 с.

40 Электронный ресурс: - <http://www.k-komplekt.ru/?/start/catalog/newpage28/>– Цены на кабели марки АСБл 0,4-10 кВ

41 Электронный ресурс: - <http://bushminsergey.blogspot.ru/2013/01/blog-post.html> - Районный коэффициент

42 Электронный ресурс: - <http://www.online-electric.ru> - Число часов использования максимума нагрузки