

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация системы электроснабжения предприятия по производству цветных металлов

Студент

А.С. Пекарский

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе произведена модернизация системы электроснабжения предприятия по производству цветных металлов в связи с устареванием и износом оборудования с целью повышения уровня безопасности и сокращения расходов на эксплуатацию электроустановки.

По полученным данным, при анализе характеристик предприятия, проводится расчёт электрических нагрузок потребителей, а также расчёт системы освещения помещений. Произведён расчёт числа и мощности силовых трансформаторов методом технико-экономического сравнения двух трансформаторов разных ступеней мощности.

В ходе работы произведён расчёт номинальных токов, выбор сечения кабеля, автоматических выключателей, трансформатора тока. Для выполнения проверки выбранного оборудования рассчитываются токи короткого замыкания на стороне низкого напряжения. Последним этапом, для обеспечения безопасности персонала, выполняется расчёт заземляющего устройства.

Пояснительная записка содержит 14 таблиц, 2 рисунка и выполнена на 56 листах формата А4. Графическая часть содержит в себе 6 листов формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is «Modernization of the power supply system of the non-ferrous metals production».

The senior paper consists of an explanatory note on 56 pages, introduction, six parts, including 2 figures and 14 tables, a conclusion, the list of 20 references including five foreign sources, an appendix and the graphic part on six A1 sheets.

The key issue of thesis is the development of the design solution for the modernization of the supply system of an enterprise for the production of non-ferrous metals. We touch upon the problem of wear and tear and technical obsolescence of equipment during the operation of an electrical installation.

The aim of the work is to give some information about the modernization of outdated and worn-out electrical equipment to improve safety and reduce operating costs of the electrical installation.

We first analyze the consumer load, calculate the lighting system of the premises and replace the fluorescent lamps with LED lighting. Next, we explain the selection of transformers in complete transformer substations. We compared a 630 MVA transformer and a 1000 MVA higher stage transformer. The special part of the project gives us details about the choice of electrical protection and control devices. We also report the results of calculation the short circuit to test the chosen equipment.

Finally, we present the work on the calculation of the grounding installation to ensure the safety of personnel. The obtained values are compared with the established standards.

In conclusion we'd like to stress this work contains design solutions for the modernization of the power supply system of an enterprise for the production of non-ferrous metals. The above design solutions can also be used in the design of similar facilities in this industry.

Содержание

Введение	5
1 Расчёт электрических нагрузок	7
1.1 Расчёт электрических нагрузок потребителей.....	7
1.2 Освещение	10
1.3 Расчёт суммарных активных и реактивных нагрузок	16
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов с компенсацией реактивной мощности.	22
2.1 Вариант А	22
2.2 Вариант Б	28
3 Выбор аппаратов защиты, кабелей, трансформаторов тока	32
4 Расчёт токов короткого замыкания	37
5 Проверка выбранного оборудования	46
6 Расчёт заземляющего устройства	50
Заключение	53
Список используемых источников.....	54

Введение

Система электроснабжения – это совокупность источников, систем передачи, распределения, преобразования электрической энергии.

Ввод новых мощностей производства, увеличение количества потребителей электрической энергии, рост систем электроснабжения, устаревание и износ оборудования вызывают необходимость проведения модернизации системы электроснабжения объектов.

Модернизация системы электроснабжения выполняется с целью удовлетворения требований высокой надёжности и функциональности эксплуатируемых систем предприятия. Рационально спроектированная схема электроснабжения обеспечивает надёжность и экономичность, безопасность и удобство эксплуатации рабочим персоналом. При проектировании учитывается возможность модернизации системы, а также возможность легко и быстро обеспечить улучшение системы электроснабжения.

Для достижения целей, указанных выше, выполняется расчёт электрических нагрузок методом коэффициентов максимума, расчёт и замена системы освещения методом коэффициента использования светового потока, производится технико-экономический расчёт для выбора наиболее выгодного трансформатора, выбор кабелей для каждого электроприемника и распределительного пункта до распределительного устройства (РУ), расчёт токов короткого замыкания, расчёт устройства заземления.

Производство представляет собой литейно-производственное цеховое помещение, площадью $A \times B \times H = 108 \times 36 \times 10$ м, где А – длина помещения, В – ширина помещения, Н – высота помещения. В цеху осуществляется плавление шихты и последующая её прокатка в медную проволоку. Также при помощи волочильного стана производится медная проволока меньшего диаметра. Питание объекта осуществляется от главной понизительной подстанции «Фосфор» 110\10 кВ маслонаполненным кабелем 10 кВ.

В таблице 1 представлен полный список помещений цеха и их размеры,

производственный процесс производится оборудованием, указанным в таблице 2.

Таблица 1 – Список помещений

Помещение	Размер помещения АхВхН, м
Склад	3х6х3,5
Компрессорная	6х6х3
Пост охраны	4х6х2,5
КТП	12х6х4,8
Щитовая 1	12х6х4,2
Щитовая 2	6,5х2,2х4,2
Пультовая	3,1х5,8х2,5
Токарная мастерская	12х6,4х5
Слесарная мастерская	12х6,4х5
Насосная градирни	9х3,4х3

Таблица 2 – Перечень электрооборудования предприятия

№ на плане	Наименование электрооборудования	Количество единиц n	Паспортная мощность Р _{пасп.} , кВт
1	Моталка	1	32
2	Прокатный стан	1	58
3	Волоочильный стан	1	62
4, 5	Вентилятор градирни	2	25
6, 7	Отражательная печь (газ)	2	20
8, 9	Загрузочная воронка печи	2	6
10, 11	Насосы печи	2	25
12, 14	Насос градирни	2	55
13, 15	Насосы волоочильного стана	2	25
16, 17, 18	Компрессор	3	12
19,20	Дымоудоление печи	2	5
21	ОСМОС	1	2
22, 23, 24, 25	Кран-балка	4	54
26	Сверлильный станок	1	3,4
27	Заточной станок	1	2,5
28	Стенд (электромастерская)	1	1,4
29	Токарный станок	1	18
30	Фрезерный станок	1	16
31, 32, 33, 34, 35, 36	Вентиляторы	6	20
37	Ленточнопильный станок	1	7,5

1 Расчёт электрических нагрузок

1.1 Расчёт электрических нагрузок потребителей

При расчёте системы электроснабжения, основным является расчёт электрических нагрузок (ЭН) потребителей. В соответствии с полученными данными производится выбор комплектных трансформаторных подстанций (КТП), установок компенсации реактивной мощности (УКРМ) и оборудования.

Расчёт ЭН производится в соответствии с [15], [17], результаты расчёта цеха сведены в таблицу 6.

Активная мощность электроприемников (ЭП) определяется по формуле:

$$P_{H\Sigma} = \sum_{i=1}^{37} (P_{паспi} \cdot n_i), \quad (1)$$

В графе 4 сведены номинальные активные мощности каждой групп потребителей.

$$P_{H\Sigma} = 908,8 \text{ кВт.}$$

Сменная активная и реактивная мощности определяются по формуле 2 и 3 соответственно.

$$P_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^{37} (P_{паспi} \cdot K_{иi}), \quad (2)$$

где $K_{и}$ – коэффициент использования,

$$Q_{см\Sigma} = \sum_{i=1}^{37} (P_{паспi} \cdot K_{иi} \cdot tg\varphi_i), \quad (3)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

В графах 8 и 4 сведены полученные активные и реактивные мощности для каждого электроприемника соответственно.

$$P_{\text{см}\Sigma} = 404,89 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}\Sigma} = 333,08 \text{ кВар}.$$

Средний $K_{\text{и}}$, средний $\text{tg}\varphi$, определяются по формуле 4 и 5 соответственно.

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{см}\Sigma}}{P_{\text{н}\Sigma}}, \quad (4)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{см}\Sigma}}{P_{\text{см}\Sigma}}. \quad (5)$$

Значения $K_{\text{и.ср}}$ и $\text{tg}\varphi_{\text{ср}}$ составляют:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{404,89}{908,8} = 0,45,$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{333,08}{404,89} = 0,82.$$

Так как $m > 3$ и $K_{\text{и.ср}} > 0,2$, то эффективное число электроприемников определяется по формуле 6.

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot P_{\text{н}\Sigma}}{P_{\text{пасп.мах}}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{пасп.мах}}$ – наибольшая мощность потребителя.

Значение эффективного числа потребителей округляется до большего

целого числа:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 908,8}{62} = 29,32,$$
$$n_{\text{э}} = 30.$$

Коэффициент силовой сборки определяется по формуле:

$$m = \frac{P_{\text{пасп.мах}}}{P_{\text{пасп.мин}}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{пасп.мин}}$ – наименьшая мощность потребителя.

Для расчёта m можно не учитывать мелкие ЭП, суммарная мощность которых не превышает 5% $P_{\text{Н}\Sigma}$ всей группы, а значит, что наименьшая мощность потребителя составляет 12 кВт. Значение m составляет:

$$m = \frac{62}{12} = 5,17.$$

По полученным данным, из [15] таблица 2.1, определим коэффициент максимума $K_{\text{м}} = 1,17$.

Расчётная активная мощности ЭП определяются по формуле:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{см}\Sigma} \cdot K_{\text{м}}. \quad (8)$$

Так как $n_{\text{э}} > 10$, то расчётная реактивная мощность определяется по формуле 9.

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{см}\Sigma}. \quad (9)$$

Расчётная полная мощность определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (10)$$

Значения расчётных мощностей, приведённых выше, сведены в графы 13, 14, 15 соответственно.

Суммарный расчётный ток определяется по формуле:

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (11)$$

Полученное значение расчётного тока сведено в графу 16.

1.2 Освещение

Выбор системы освещения играет важную роль в производственном процессе предприятия.

Правильный выбор системы освещения обеспечит комфортную рабочую среду, а также снизит ущерб здоровью персонала. Недостаток освещённости влияет на зрительную работоспособность человека, вызывает усталость, снижение концентрации, что способствует снижению производительности, качества выполняемых работ. Расчёт и выбор системы освещения ведётся согласно [9].

В таблице 3 приведены установленные на предприятии светильники.

В соответствии с распоряжением правительства Российской Федерации от 7 июля 2014 года “О подписании Минматской конвенции по ртути” ртутные лампы подлежат выводу из эксплуатации. Для замены существующей системы освещения предприятия выбрано светодиодное освещение (LED), которое имеет лучшие показатели энергоэффективности.

Для цеха производства рассматривается расчёт системы освещения методом коэффициента использования светового потока.

Таблица 3 – Список светильников в цехе предприятия.

Помещение	Наименование светильника	Тип ламп
Цех	РСП51-1000-032 У2 Гермес	Дуговая ртутная люминесцентная (ДРЛ)
Склад	ЛСП 3908 ЭПРА 1x36Вт	Люминесцентная (ЛЛ)
Компрессорная	ЛСП-01-2x36-012	ЛЛ
Пост охраны	ЛСП 3908 ЭПРА 1x36Вт	ЛЛ
КТП	INOX 218 HF	ЛЛ
Щитовая 1	ЛСП-01-2x36-012	ЛЛ
Щитовая 2	ЛСП-01-2x36-012	ЛЛ
Пультовая	ЛСП 3908 ЭПРА 1x36Вт	ЛЛ
Токарная мастерская	ARCTIC 1x36 HF	ЛЛ
Слесарная мастерская	ARCTIC 1x36 HF	ЛЛ
Насосная градирни	ЛСП 3908 ЭПРА 1x36Вт	ЛЛ

В таблице 4 сведены данные для расчёта системы освещения для каждого помещения. Уровень освещённости помещения определён в соответствии с [10].

Таблица 4 – Параметры помещений

Помещение	Площадь освещаемой поверхности S , м ²	Необходимый уровень освещённости E , лк	Коэффициент отражения потолка $\rho_{\text{пот}}$, %	Коэффициент отражения стен $\rho_{\text{ст}}$, %	Коэффициент отражения пола $\rho_{\text{пол}}$, %	Тип/ Мощность $P_{\text{св}}$, Вт	Высота подвеса $h_{\text{п}}$, м
Цех	3690	200	70	50	30	LED/112	1
Склад	18	100	70	50	30	LED/36	0
Компрессорная	36	100	70	50	30	LED/36	0
Пост охраны	24	150	70	50	30	LED/36	0
Трансформаторная подстанция	72	50	70	50	30	LED/22	0
Щитовая 1	72	100	70	50	30	LED/36	0
Щитовая 2	14,3	100	70	50	30	LED/36	0
Пультовая	17,98	200	70	50	30	LED/36	0
Токарная мастерская	76,8	750	70	50	30	LED/46	0
Слесарная мастерская	76,8	500	70	50	30	LED/46	0
Насосная градирни	30,6	100	70	50	30	LED/36	0

Для освещения помещения цеха выбраны светодиодные светильники INSEL LB/S LED со световым потоком 12290 лм и предназначенные для освещения промышленных предприятий с высотой потолков от 5 до 12 метров.

Для освещения помещений: склада, компрессорной, поста охраны, щитовой 1, щитовой 2, пультовой, насосной градирни выбраны светодиодные светильники BAT UNI LED 1200 со световым потоком 2200 лм.

Для освещения помещения трансформаторной подстанции выбраны светильники ACORN LED с классом пожароопасности П-I, П-II ,П-III и световым потоком 2600 лм.

Для освещения помещений: токарная мастерская, слесарная мастерская выбраны светильники LZ.OPL ECO LED TH со световым потоком 3200 лм. Данные светильников взяты с сайта производителя [16].

Расчётная высота помещения определяется по формуле 12

$$H_p = H - h_{\pi} - h_p, \quad (12)$$

где H – высота помещения, h_p – высота рабочей поверхности.

Для помещения цеха, расчётная высота помещения равна:

$$H_p = 10 - 1 - 0,8 = 8,2 \text{ м.}$$

Индекс помещения определяется по формуле 13

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)}, \quad (13)$$

где A – длина помещения, B – ширина помещения.

Для помещения цеха, индекс равен:

$$i = \frac{(108 - 24) \cdot (36 - 6)}{8,2 \cdot ((108 - 24) + (36 - 6))} = 3,13.$$

Определим коэффициент использования светового потока (КИСП) η из [18], таблица 5.5. Для помещения цеха $\eta = 0,75$.

Количество светильников определяется по формуле 14.

$$N = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot N_c \cdot F \cdot K_z}, \quad (14)$$

где N_c – количество ламп в светильнике, F – световой поток, K_z – коэффициент запаса.

Для помещения цеха, количество светильников равно:

$$N = \frac{200 \cdot 3690}{0,75 \cdot 1 \cdot 12290 \cdot 1} = 80.$$

Активная и реактивная нагрузка для светильников в помещении определяется по формулам 15 и 16 соответственно.

$$P_{\text{осв.р}} = P_{\text{св}} \cdot N \cdot K_{\text{и}}, \quad (15)$$

$$Q_{\text{осв.р}} = P_{\text{осв.см}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (16)$$

Активная и реактивная мощности для светильников помещения цеха составляют:

$$P_{\text{осв.р}} = 122 \cdot 80 \cdot 0,7 = 6832 \text{ Вт},$$

$$Q_{\text{осв.р}} = 6832 \cdot 0,2 = 1366,4 \text{ ВАр}.$$

Таблица 5 – Расчётные значения систем освещения

Наименование помещения	Расчётная высота помещения, м	Индекс помещения	КИСП	Количество светильников	Активная расчётная мощность, Вт	Реактивная расчётная мощность, ВАр
Цех	8,2	3,13	0,75	80	6832	1366,4
Склад	2,7	0,74	0,49	2	28	5,6
Компрессорная	2,2	1,36	0,59	3	42	8,4
Пост охраны	1,7	1,41	0,59	3	42	8,4
Трансформаторная подстанция	4	1	0,5	3	46,2	9,24
Щитовая 1	3,4	1,18	0,45	8	112	22,4
Щитовая 2	3,4	0,48	0,48	3	42	8,4
Пультовая	1,7	1,19	0,59	3	42	8,4
Токарная мастерская	4,2	0,99	0,58	30	966	193,2
Слесарная мастерская	4,2	0,99	0,58	20	644	128,8
Насосная градирни	2,2	1,12	0,59	3	42	8,4
Итого по всем помещениям	-	-	-	158	8838,2	1767,64

1.3 Расчёт суммарных активных и реактивных нагрузок

Суммарные активные и реактивные нагрузки определяются по формулам 17 и 18 соответственно.

$$P_{p\Sigma} = P_{\text{осв.сум}} + P_p, \quad (17)$$

где $P_{\text{осв.сум}}$ – суммарная расчётная активная нагрузка освещения,

$$Q_{p\Sigma} = Q_{\text{осв.сум}} + Q_p, \quad (18)$$

где $Q_{\text{осв.сум}}$ – суммарная реактивная нагрузка освещения.

Полная суммарная мощность определяется по формуле 19.

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (19)$$

Средние $\cos\varphi$ и $\text{tg}\varphi$, с учётом нагрузки освещения, определяются по формуле 20 и 21 соответственно.

$$\cos\varphi = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}}, \quad (20)$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\Sigma}}. \quad (21)$$

Суммарный расчётный ток определяется по формуле 22.

$$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (22)$$

Вывод: в данном разделе был произведён расчёт электрических нагрузок и системы освещения. Результатами являются расчётные данные для каждого электроприемника.

Таблица 6 – Расчёт электрических нагрузок

Наименование ЭП	ЭП, n	Установленная мощность (ПВ 100%)		m	K _и	$\frac{\cos\varphi}{\operatorname{tg}\varphi}$	Средняя нагрузка			n _Э	K _М	Расчетная нагрузка			I _p , А
		P _{пасп} , кВт	P _{номΣ} , кВт				P _{СМ} , кВт	Q _{СМ} , кВар	S _{СМ} , кВА			P _{pΣ} , кВт	Q _{pΣ} , квар	S _{pΣ} , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПП-1															
Сверлильный станок	1	3,4	3,4	–	0,15	$\frac{0,5}{1,73}$	0,51	0,28	0,58	–	–	–	–	–	–
Заточной станок	1	2,5	2,5		0,15	$\frac{0,5}{1,73}$	0,38	0,2	0,43						
Стенд электромастерская	1	1,4	1,4		0,1	$\frac{0,5}{1,73}$	0,14	0,08	0,16						
Токарный станок	1	18	18		0,16	$\frac{0,6}{1,33}$	2,88	1,97	3,49						
Фрезерный станок	1	16	16		0,16	$\frac{0,6}{1,33}$	2,56	1,75	3,1						
Ленточнопильный станок	1	7,5	7,5		0,16	$\frac{0,6}{1,33}$	1,2	0,82	1,45						
Итого по РП-1	6	–	48,8		0,16	$\frac{0,83}{0,67}$	7,67	5,1	9,21						
ПП-2															
Насос градирни	2	55	110	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	71,5	73,6	102,2	–	–	–	–	–	–
Насосы волочильного стана	2	25	50		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	32,5	33,5	46,64						

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Дымоудаление печи	1	5	5	-	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	6,5	6,7	9,34	-	-	-	-	-	-
РП-3	4	-	100		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	65	67	93,28						
Итого по РП-2	9	-	265		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	176,5	181	251,5						
РП-3															
Вентилятор градирни	2	25	50	-	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	32,5	33,5	46,64	-	-	-	-	-	-
Насосы печи	2	25	50		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	32,5	33,5	46,64						
Итого по РП-3	4	-	100		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	65	67	93,28						
РП-4															
Кран-балка	1	54	54	-	0,06	$\frac{0,45}{1,99}$	3,24	1,56	3,6	-	-	-	-	-	-
Вентилятор	2	20	40		0,65	$\frac{0,75}{0,88}$	26	26,76	37,32						
РП-5	3	-	36		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	23,4	24	33,6						
Итого по РП-4	6	-	130		0,41	$\frac{0,71}{0,99}$	52,64	52,32	74,52						

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПП-5															
Компрессор	3	12	36		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	23,4	24	33,6						
Итого по ПП-5	3	–	36	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	23,4	24	33,6	–	–	–	–	–	–
ПП-6															
Отражательная печь (газ)	1	20	20		0,75	$\frac{0,8}{0,75}$	15	15,45	21,53						
Загрузочная воронка печи	1	12	12		0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	0,72	0,35	0,8						
Вентилятор	2	20	40		0,65	$\frac{0,75}{0,88}$	26	26,76	37,32						
Волочильный стан	1	62	62	–	0,26	$\frac{0,65}{1,17}$	16,12	12,25	20,25	–	–	–	–	–	–
ПП-8	4	–	148		0,22	$\frac{0,74}{0,92}$	32,48	29,88	44,52						
Итого по ПП-6	8	–	262		0,3	$\frac{0,78}{0,79}$	90,32	146	230,2						
ПП-7															
Прокатный стан	1	58	58		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	37,7	38,82							
Отражательная печь (газ)	1	20	20	–	0,75	$\frac{0,8}{0,75}$	15	15,45	21,53	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Загрузочная воронка печи	1	12	12	-	0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	0,72	0,35	0,8	-	-	-	-	-	-
РП-9	2	-	7		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	9,1	9,38	11,21						
РП-10	2	-	86		0,28	$\frac{0,72}{0,96}$	24,04	22,98	33,46						
Итого по РП-7	8	-	125		0,39	$\frac{0,72}{0,96}$	48,86	48,16	67						
РП-8															
Кран-балка	2	54	108	-	0,06	$\frac{0,45}{1,99}$	6,48	3,12	7,2	-	-	-	-	-	-
Вентилятор	2	20	40		0,65	$\frac{0,75}{0,88}$	26	26,76	37,32						
Итого по РП-8	4	-	148		0,22	$\frac{0,74}{0,92}$	32,48	29,88	44,52						
РП-9															
Осмос	1	2	2	-	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	2,6	2,68	1,87	-	-	-	-	-	-
Дымоудоление печи	1	5	5		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	6,5	6,7	9,34						
Итого по РП-9	2	-	7		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	9,1	9,38	11,21						

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП-10															
Кран-балка	1	54	54	–	0,06	$\frac{0,45}{1,99}$	3,24	1,56	3,6	–	–	–	–	–	–
Моталка	1	32	32		0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	20,8	21,42	29,86						
Итого по РП-10	2	–	86		0,28	$\frac{0,72}{0,96}$	24,04	23	33,46						
Освещение	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,84	1,77	9,01	13,69
Итого по КТП	37	–	908,8	6	0,45	$\frac{0,77}{0,82}$	404,9	333	571,8	30	1,17	482,5	334,8	588,1	912,3

2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов с компенсацией реактивной мощности.

Выбор трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях является важным вопросом, поскольку их правильный выбор обеспечит бесперебойное питание потребителей при их номинальной нагрузке.

Исходя из условий наличия I и II категории потребителей, к установке принят вариант с двумя питающими линиями. Подробно выбор трансформаторов рассмотрен в [1], [2], [8].

Рассматриваются варианты с использованием трансформаторов ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4 производства АО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара», а также трансформаторов на одну ступень выше ТМГ-СЭЩ-1000/10/0,4. Паспортные данные трансформаторов взяты с сайта официального производителя [14].

Выбор трансформаторов осуществляется при помощи экономического анализа с учётом возможности дальнейшего наращивания мощностей.

Примем коэффициент загрузки трансформаторов $K_3 = 0,7$.

Номинальная полная мощность определяется по формуле 22:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T}, \quad (23)$$

где N_T – количество трансформаторов.

Подставим значения в формулу 22:

$$S_{\text{ном}} = \frac{579,1}{0,7 \cdot 2} = 444,69 \text{ кВА.}$$

2.1 Вариант А

Рассматривается вариант с двумя трансформаторами ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4 производства АО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара». В таблице 7 сведены параметры данного трансформатора.

Таблица 7 – Параметры трансформатора ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4

Параметр	Значение
Номинальная мощность	$S_{\text{НОМ}} = 630$ кВА
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{ХХ}} = 1$ кВт
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{КЗ}} = 7,6$ кВт
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{КЗ, \%}} = 5,5$
Ток холостого хода	$I_{\text{ХХ, \%}} = 1,6$

«Рассчитаем потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = N_{\text{T}} \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}), \quad (24)$$

где ΔP_{T} – потери активной мощности одного трансформатора,

$$\Delta Q_{\text{T}} = N_{\text{T}} \cdot (I_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot U_{\text{КЗ}}) \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{100}, \quad (25)$$

где ΔQ_{T} – потери реактивной мощности одного трансформатора.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (24, 25):

$$\Delta P_{\text{T}} = 2 \cdot (1 + 0,7^2 \cdot 7,6) = 9,45 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 2 \cdot (1,6 + 0,7^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 54,12 \text{ квар}.$$

«Определим расчётные нагрузки предприятия с учётом потерь в трансформаторах:

$$P_{\text{p}} = P_{\text{p}\Sigma} + \Delta P_{\text{T}}, \quad (26)$$

$$Q_{\text{p}} = Q_{\text{p}\Sigma} + \Delta Q_{\text{T}}. \quad (27)$$

Определим реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 0.5 \cdot Q_p, \quad (28)$$

где Q_p – реактивная расчётная мощность с учетом потерь в трансформаторах.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (26, 27, 28):

$$P_p = 482,5 + 9,45 = 492 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 334,8 + 54,12 = 388,96 \text{ квар},$$

$$Q_{min} = 0.5 \cdot Q_p = 194,48 \text{ квар}.$$

«Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q_{э1}' = Q_p - 0,7 \cdot Q_{сд}, \quad (29)$$

где $Q_{сд} = 0$,

$$Q_{э1}'' = \alpha \cdot P_p, \quad (30)$$

где $\alpha = 0,28$.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (29, 30):

$$Q_{э1}' = 388,96 - 0,7 \cdot 0 = 388,96 \text{ квар},$$

$$Q_{э1}'' = 0,28 \cdot 492 = 137,76 \text{ квар}.$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений: $Q_{э1}'' = 137,76$ квар.

«Определим экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q_{э2}' = Q_{min} + Q_k, \quad (31)$$

где $Q_k = 0$,

$$Q_{э2}'' = Q_{min} - (Q_p - Q_{э1}), \quad (32)$$

где $Q_{э1}$ – меньшее выбранное экономически обоснованное значение реактивной мощности в часы максимума энергосистемы.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (31, 32):

$$Q_{э2}' = 194,48 + 0 = 194,48 \text{ квар},$$
$$Q_{э2}'' = 194,48 - (388,96 - 137,76) = -56,72 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее значение $Q_{э2}' = 194,48$ квар

«Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.max} = 1.1 \cdot Q_p - Q_{э1}, \quad (33)$$

$$Q_{ку.min} = Q_{мин} - Q_{э2}, \quad (34)$$

где $Q_{э2}$ – наибольшее выбранное экономически обоснованное значение реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (33, 34):

$$Q_{ку.max} = 1.1 \cdot 388,96 - 137,76 = 290,1 \text{ квар},$$

$$Q_{ку.min} = 194,48 - 194,48 = 0 \text{ квар}.$$

По полученным расчётам устанавливаемые компенсирующие устройства должны быть регулируемые.

«Рассчитаем реактивную мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - (Q_{\text{р}} - Q_{\text{р}\Sigma}). \quad (35)$$

Рассчитаем реактивную мощность, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_{\text{Т}} = \sqrt{(N_{\text{Т}} \cdot K_{\text{з}} \cdot S_{\text{НОМ}})^2 - P_{\text{р}\Sigma}^2}. \quad (36)$$

Определим мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КУ н.}} = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{Т}}. \quad (37)$$

Определим мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{КУ в.}} = Q_{\text{КУ. max}} - Q_{\text{КУ н.}}. \quad (38)$$

Если $Q_{\text{КУ н.}} < 100$ квар, то установка батарей конденсаторов (БК) на стороне до 1 кВ нецелесообразна.

Если $Q_{\text{КУ в.}} < 800$ квар, то установка батарей конденсаторов (БК) на стороне до 10 кВ нецелесообразна.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (35, 36, 37, 38):

$$Q_{\text{эн}} = 137,76 - (388,96 - 335,85) = 83,64 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{Т}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 640)^2 - 482,5^2} = 748,29 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КУ н.}} = 388,96 - 738,29 = -403,44 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{КУ В.}} = 290,1 - (-403,44) = 693,54 \text{ квар.}$$

Исходя из полученных данных установка БК на стороне 1 кВ и на стороне 10 кВ нецелесообразна.

Определим затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4

«Рассчитаем время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \cdot T_P, \quad (39)$$

где T_M – время использования максимальной нагрузки в год, T_P – время работы трансформатора в году.

Рассчитаем значение удельной стоимости максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{\text{xx}} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}, \quad (40)$$

$$C = \frac{\alpha}{T_M} \cdot \tau, \quad (41)$$

$$C_0 = \frac{\alpha}{T_M} \cdot T_P, \quad (42)$$

где α – основная ставка тарифа за 1 кВт потреблённой электроэнергии.» [7].

Подставим имеющиеся значения в (39, 41, 42, 40):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right) \cdot 8760 = 2886,21 \text{ ч,}$$

$$C = \frac{3,82}{4500} \cdot 2886,21 = 2,45 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}},$$

$$C_0 = \frac{3,82}{4500} \cdot 8760 = 7,44 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}},$$

$$C \cdot \Delta P_T = 7,44 \cdot 1 + 2,45 \cdot 0,7^2 \cdot 7,6 = 16.56.$$

По формуле рассчитаем затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4:

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{КТП}} + C \cdot \Delta P_T, \quad (43)$$

где E – суммарный коэффициент затраты на установку КТП, $K_{\text{КТП}}$ – стоимость 1 КТП.

Подставим значения в (43):

$$Z_{\text{КТП}} = 0,223 \cdot 3358 + 16.56 = 765,39 \text{ тыс. рублей.}$$

2.2 Вариант Б

Рассматривается вариант с двумя трансформаторами ТМГ-СЭЩ-1000/10/0,4 производства АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара». В таблице 8 сведены параметры данного трансформатора.

Таблица 8 – Параметры трансформатора ТМГ-СЭЩ-1000/10/0,4

Параметр	Значение
Номинальная мощность	$S_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ кВА}$
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{ХХ}} = 1,4 \text{ кВт}$
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{КЗ}} = 10,6 \text{ кВт}$
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{КЗ, \%}} = 5,5$
Ток холостого хода	$I_{\text{ХХ, \%}} = 1,2$

Подставим имеющиеся значения в (24, 25):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,4 + 0,7^2 \cdot 10,6) = 13,19 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (1,2 + 0,7^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{1000}{100} = 77,9 \text{ квар.}$$

Подставим имеющиеся значения в (26, 27, 28):

$$P_p = 482,5 + 13,19 = 495,74 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 334,8 + 77,9 = 412,75 \text{ квар},$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_p = 206,37 \text{ квар}.$$

Подставим имеющиеся значения в (29, 30):

$$Q_{\varepsilon 1'} = 388,96 - 0,7 \cdot 0 = 412,75 \text{ квар},$$

$$Q_{\varepsilon 1''} = 0,28 \cdot 495,75 = 138,81 \text{ квар}.$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений: $Q_{\varepsilon 1''} = 138,81$ квар.

Подставим имеющиеся значения в (31, 32):

$$Q_{\varepsilon 2'} = 206,37 + 0 = 206,37 \text{ квар},$$

$$Q_{\varepsilon 2''} = 206,37 - (412,75 - 138,81) = -67,57 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее значение $Q_{\varepsilon 2'} = 206,37$ квар.

Подставим имеющиеся значения в (33, 34):

$$Q_{ку.мах} = 1,1 \cdot 412,75 - 138,81 = 315,21 \text{ квар},$$

$$Q_{ку.ьшт} = 206,37 - 206,37 = 0.$$

По полученным расчётам устанавливаемые компенсирующие устройства должны быть регулируемые.

Подставим имеющиеся значения в (35, 36, 37, 38):

$$Q_{\varepsilon н} = 138,81 - (412,75 - 334,85) = 60,91 \text{ квар},$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 482,5^2} = 1314,21 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУ н.}} = 334,85 - 1314,21 = -979,36 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{КУ в.}} = 315,21 - (-979,36) = 1294,57 \text{ квар}.$$

Исходя из полученных данных установка БК на стороне 1 кВ нецелесообразна. Установка БК на стороне 10 кВ целесообразна.

Определим затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГ-СЭЩ-1000/10/0,4.

Выбираем для установки две регулируемых КУ типа УКРМ-10,5-600 мощностью 600 квар каждая.

«Рассчитаем приведённые затраты на БК 10 кВ:

$$Z_{\text{КУ в.}} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{БК}}}\right)^2 \cdot Q + C_0 \cdot P_{\text{БК}} \cdot Q + E_p \cdot K_p \cdot 2, \quad (44)$$

где E – суммарные ежегодные отчисления, K_y – удельная стоимость БК, U – относительная величина напряжения сети в пункте присоединения, $U_{\text{БК}}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, Q – генерируемая источником реактивная мощность для проектируемой установки, C_0 – стоимость потерь, $P_{\text{БК}}$ – удельные потери в конденсаторах, E_p – величина отчислений, K_p – стоимость регулятора возбуждения.» [7].

Подставим данные в (44):

$$\begin{aligned} Z_{\text{КУ в.}} &= 0,223 \cdot 447 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 \cdot 0,6 + 4,8 \cdot 4,5 \cdot 0,6 + 0,27 \cdot 61 \cdot 2 = \\ &= 105,71 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Подставим имеющиеся значения в (39, 41, 42, 40):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right) \cdot 8760 = 2886,21 \text{ ч,}$$

$$C = \frac{3,82}{4500} \cdot 2886,21 = 2,45 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}},$$

$$C_0 = \frac{3,82}{4500} \cdot 8760 = 7,44 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}},$$

$$C \cdot \Delta P_T = 7,44 \cdot 1,4 + 2,45 \cdot 0,7^2 \cdot 10,6 = 23,14.$$

Подставим значения в (43):

$$Z_{\text{КТП}} = 0,223 \cdot 3558 + 23,14 = 816,57 \text{ тыс. рублей.}$$

Рассчитаем общую стоимость:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{КТП}} + Z_{\text{КУ. в.}} \quad (45)$$

Подставим значения в (45):

$$Z_{\text{общ}} = 816,57 + 105,71 = 922,28 \text{ тыс. рублей.}$$

По результатам технико-экономического расчёта наиболее выгодным является применение двух силовых трансформаторов ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4

Вывод: в данном разделе был произведён выбор трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях. К установке принят вариант с двумя питающими линиями ввиду категории электроснабжения потребителей. Из двух представленных вариантов трансформаторов выбран трансформатор ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4, установка БК на стороне 1 кВ и на стороне 10 кВ нецелесообразна. Общие затраты составили: $Z_{\text{КТП}} = 765,39$ тыс. рублей.

3 Выбор аппаратов защиты, кабелей, трансформаторов тока

Для питания электроприемников напряжением 0,4 кВ выбран четырёхжильный кабель марки АВВГ, имеющий однопроволочную или многопроволочную алюминиевую токопроводящую жилу, изоляцию жил из поливинилхлоридного пластиката, оболочку из поливинилхлоридного пластиката. Параметры выбранного кабеля взяты с сайта поставщика [19].

Выбор сечения кабеля произведён по номинальному току. Подробно выбор кабеля описан в [5].

Рассчитаем номинальный ток по формуле:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{0,38 \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3}} \quad (46)$$

Рассчитаем суммарное значение токов ЭП, подключённых к распределительному пункту (РП), по формуле:

$$I_{\text{сумм}} = \sum I_{\text{н}i}, \quad (47)$$

где $I_{\text{н}i}$ – номинальный ток электроприемника, подключённого к данному РП.

Подставим данные в (46) и рассчитаем номинальные токи ЭП для РП – 1 и выберем сечение кабеля:

$$I_{\text{н.26}} = \frac{3,4}{0,38 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{3}} = 10,33 \text{ А.}$$

Для ЭП с плановым номером 26 выбираем кабель АВВГ 4х2,5, автоматический выключатель ВА 51-25 ($I_{\text{н}} = 12,5 \text{ А}$).

$$I_{н.27} = \frac{2,5}{0,38 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{3}} = 7,6 \text{ A.}$$

Для ЭП с плановым номером 27 выбираем кабель АВВГ 4x2,5, автоматический выключатель ВА 51-25 ($I_n = 8 \text{ A}$).

$$I_{н.28} = \frac{2,5}{0,38 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{3}} = 4,25 \text{ A.}$$

Для ЭП с плановым номером 28 выбираем кабель АВВГ 4x2,5, автоматический выключатель ВА 51-25 ($I_n = 5 \text{ A}$).

$$I_{н.29} = \frac{18}{0,38 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{3}} = 45,58 \text{ A.}$$

Для ЭП с плановым номером 29 выбираем кабель АВВГ 4x10, автоматический выключатель ВА 51-31 ($I_n = 50 \text{ A}$).

$$I_{н.30} = \frac{16}{0,38 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{3}} = 40,4 \text{ A.}$$

Для ЭП с плановым номером 30 выбираем кабель АВВГ 4x10, автоматический выключатель ВА 51-31 ($I_n = 50 \text{ A}$).

$$I_{н.37} = \frac{7,5}{0,38 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{3}} = 18,99 \text{ A.}$$

Для ЭП с плановым номером 37 выбираем кабель АВВГ 4x2,5, автоматический выключатель ВА 51-25 ($I_n = 20 \text{ A}$).

Подставим данные в (47):

$$I_{\text{сумм РП-1}} = 10,33 + 7,6 + 4,25 + 45,58 + 40,4 + 18,99 = 127,27 \text{ А}$$

Для РП – 1 выбираем кабель АВВГ 4х70, автоматический выключатель ВА 52-35 ($I_{\text{н}} = 160 \text{ А}$).

Для остальных ЭП и РП расчёт ведём аналогично, полученные данные сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта кабелей

Наименование электроприемника/РП	Значение номинального тока $I_{\text{н}}, \text{ А}$	Марка выбранного кабеля	Выбранный автоматический выключатель
1	2	3	4
Моталка	60,77	АВВГ 4х16	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 63 \text{ А}$)
Прокатный стан	110,15	АВВГ 4х50	ВА 51-33 ($I_{\text{н}} = 125 \text{ А}$)
Волоочильный стан	144,92	АВВГ 4х70	ВА 52-35 ($I_{\text{н}} = 160 \text{ А}$)
Вентилятор градирни	47,48	АВВГ 4х10	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 50 \text{ А}$)
Отражательная печь (газ)	60,77	АВВГ 4х16	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 63 \text{ А}$)
Загрузочная воронка печи	40,52	АВВГ 4х10	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 50 \text{ А}$)
Насосы печи	47,48	АВВГ 4х10	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 50 \text{ А}$)
Насос градирни	104,42	АВВГ 4х50	ВА 51-33 ($I_{\text{н}} = 125 \text{ А}$)
Насосы волоочильного стана	47,48	АВВГ 4х10	ВА 51-31 ($I_{\text{н}} = 50 \text{ А}$)
Компрессор	22,79	АВВГ 4х4	ВА 51-25 ($I_{\text{н}} = 25 \text{ А}$)
Дымоудоление печи	9,5	АВВГ 4х2,5	ВА 51-25 ($I_{\text{н}} = 10 \text{ А}$)
ОСМОС	3,8	АВВГ 4х2,5	ВА 51-25 ($I_{\text{н}} = 4 \text{ А}$)
Кран-балка	182,32	АВВГ 4х95	ВА 51-35 ($I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$)

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Сверлильный станок	10,33	АВВГ 4x2,5	ВА 51-25 ($I_H = 12,5 \text{ A}$)
Заточной станок	7,6	АВВГ 4x2,5	ВА 51-25 ($I_H = 8 \text{ A}$)
Стенд (электромастерская)	4,25	АВВГ 4x2,5	ВА 51-25 ($I_H = 5 \text{ A}$)
Токарный станок	45,58	АВВГ 4x10	ВА 51-31 ($I_H = 50 \text{ A}$)
Фрезерный станок	40,4	АВВГ 4x10	ВА 51-31 ($I_H = 50 \text{ A}$)
Вентиляторы	40,52	АВВГ 4x10	ВА 51-31 ($I_H = 50 \text{ A}$)
Ленточнопильный станок	18,99	АВВГ 4x2,5	ВА 51-25 ($I_H = 20 \text{ A}$)
РП-1	127,27	АВВГ 4x70	ВА 51-33 ($I_H = 160 \text{ A}$)
РП-2	503,28	2xАВВГ 4x185	ВА 51-39 ($I_H = 630 \text{ A}$)
РП-3	189,92	АВВГ 4x95	ВА 51-35 ($I_H = 200 \text{ A}$)
РП-4	331,72	АВВГ 4x240	ВА 51-37 ($I_H = 400 \text{ A}$)
РП-5	68,37	АВВГ 4x16	ВА 51-31 ($I_H = 80 \text{ A}$)
РП-6	772,92	4xАВВГ 4x95	ВА 53-41 ($I_H = 800 \text{ A}$)
РП-7	467,83	2xАВВГ 4x150	ВА 51-39 ($I_H = 500 \text{ A}$)
РП-8	445,67	2xАВВГ 4x120	ВА 51-39 ($I_H = 500 \text{ A}$)
РП-9	13,29	АВВГ 4x2,5	ВА 51-25 ($I_H = 16 \text{ A}$)
РП-10	243,1	АВВГ 4x150	ВА 51-35 ($I_H = 250 \text{ A}$)

Рассчитаем номинальный ток вводного автоматического выключателя:

Произведём расчёт тока трансформатора на стороне НН:

$$I_T = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (48)$$

где $U_{\text{НН}}$ – напряжение низшей стороны.

Подставим в (48) значения для выбранного трансформатора ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4:

$$I_{\text{ном.т.}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток автоматического выключателя:

$$I_{\text{в.в.н}} \geq K_3 \cdot I_{\text{т}}, \quad (49)$$

где K_3 – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

Подставим значения в (49):

$$I_{\text{в.в.н}} \geq 1,4 \cdot 909,33 = 1273,06 \text{ А.}$$

Рассчитаем ток секционного выключателя:

$$I_{\text{в.с.н}} \geq 0,5 \cdot I_{\text{в.в.н}}. \quad (50)$$

Подставим значения в (50):

$$I_{\text{в.с.н}} \geq 0,5 \cdot 1273,06 = 636,53 \text{ А.}$$

Произведём выбор автоматических выключателей:

Вводной выключатель – ВА 53-43 ($I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$).

Секционный выключатель – ВА 53-41 ($I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$).

Предварительно выберем трансформатор тока ТТИ-100 1500/5 А

Вывод: в данном разделе был рассчитан номинальный ток, произведён выбор кабелей, автоматических выключателей и трансформаторов тока.

4 Расчёт токов короткого замыкания

При работе электрических установок, помимо нормальных и продолжительных режимов работы, возникают аварийные режимы. Короткие замыкания (КЗ) являются аварийным режимом работы.

«Короткое замыкание в электроустановке – это замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительности режима. Замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей.» [11].

Согласно [12] если расчёт токов КЗ ведётся в электроустановках до 1 кВ, то необходимо учитывать индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей, а также активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи.

При возникновении трёхфазного короткого замыкания в короткозамкнутой цепи протекают наибольшие токи, поэтому за расчётный ток принимается ток трёхфазного КЗ. Выбор аппаратуры осуществляется по току трёхфазного КЗ.

Так как в короткозамкнутой цепи возрастает ток, то может оказываться механическое воздействие на обмотки электрических машин, возникает нагрев токоведущих частей, разрушение изоляции, что увеличивает риск возникновения пожара, понижение уровня напряжения (возникновение сбоя в работе оборудования).

Для предотвращения воздействия токов КЗ применяют быстродействующую релейную защиту, а также быстродействующие выключатели. Данные способы защиты позволяют отключить повреждённый

участок с наименьшей задержкой по времени.

Произведём расчёт токов КЗ предприятия, согласно [12], с точками возникновения аварийного режима на РУНН, РП и самом мощном электроприемнике. Составим схему замещения и расчётную схему (рисунок 1 и 2 соответственно). Подробный расчёт токов короткого замыкания приведён в [6], [4].

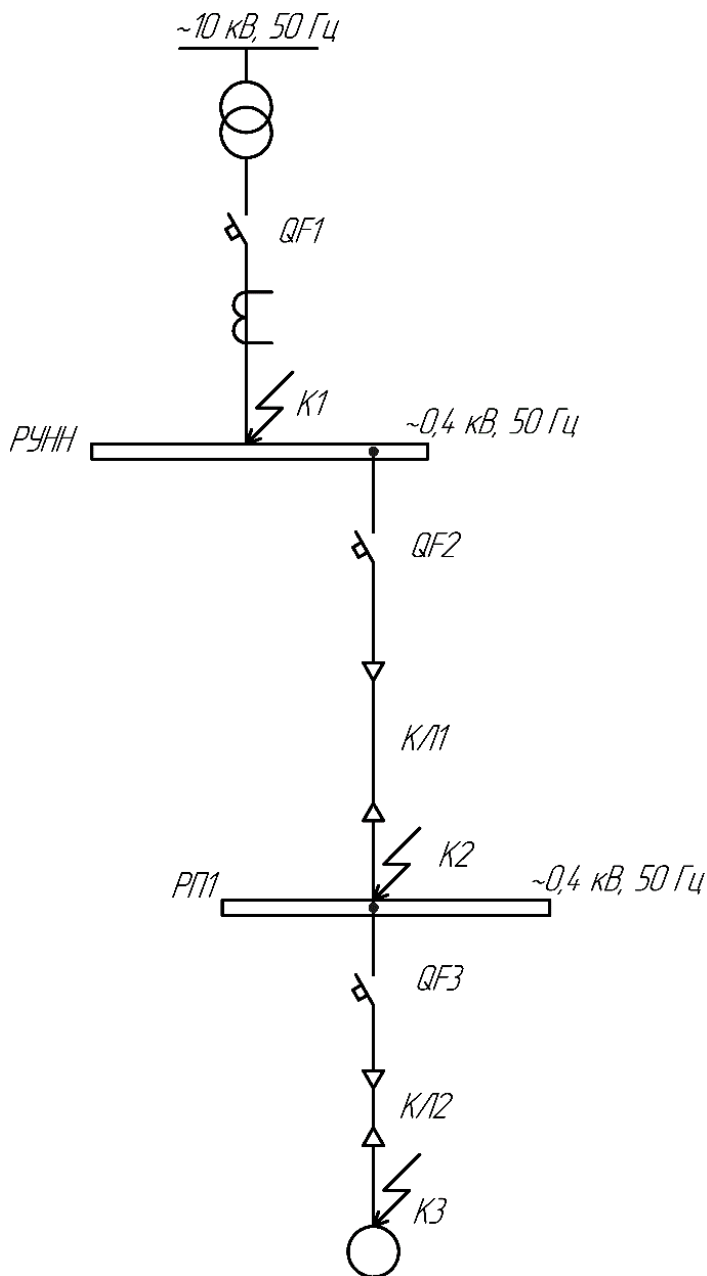


Рисунок 1 – Расчётная схема участка цепи

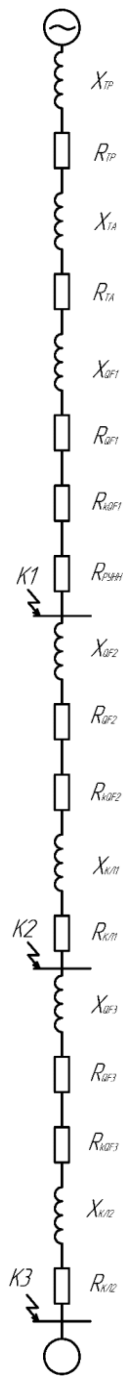


Рисунок 2 – Схема замещения участка цепи

Рассчитаем параметры для составленной схемы замещения:

Сведём в таблицу 10: активные R_{QF1} и индуктивное X_{QF1} сопротивления расцепителей, переходные сопротивления R_{kQF1} контактов автоматических выключателей, активные R_{TA} и индуктивное X_{TA} сопротивления трансформатора тока, согласно [12].

Таблица 10 – Значения сопротивлений

ТА		QF1			QF2			QF3		
$X_{ТА},$ МОм	$R_{ТА},$ МОм	$X_{QF1},$ МОм	$R_{QF1},$ МОм	$R_{kQF1},$ МОм	$X_{QF2},$ МОм	$R_{QF2},$ МОм	$R_{kQF2},$ МОм	$X_{QF3},$ МОм	$R_{QF3},$ МОм	$R_{kQF3},$ МОм
0,05	0,03	0,1	0,1	0,15	0,7	0,7	0,7	4,3	5,5	1,3

«Значение переходных сопротивлений на ступенях распределения: первичные распределительные цеховые пункты $R_{РУНН} = 20$ МОм» [20].

Рассчитаем активное и индуктивное сопротивление понижающего трансформатора:

$$R_{ТР} = \frac{P_{к.НОМ} \cdot U_{НН.НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}^2} \cdot 10^6, \quad (51)$$

где $S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА,

$P_{к.НОМ}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт,

$U_{НН.НОМ}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора кВ,

$$X_{ТР} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.НОМ}}{S_{Т.НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НН.НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4, \quad (52)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Подставим значения в (51, 52):

$$R_{ТР} = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ МОм},$$

$$X_{ТР} = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,63 \text{ МОм}.$$

Рассчитаем удельное активное и индуктивное сопротивление кабельной линии:

$$R_{\text{КЛ}} = \frac{r_0 \cdot L}{n_{\text{ц}}}, \quad (53)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$,

L – длина кабеля, км,

$n_{\text{ц}}$ – количество параллельных цепей,

$$X_{\text{КЛ}} = x_0 \cdot L, \quad (54)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление на 1 км кабеля, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Подставим значения для кабельных линий 1 и 2 в (53,54):

$$R_{\text{КЛ1}} = \frac{0,46 \cdot 0,0213}{1} = 0,0098 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{КЛ2}} = \frac{3,16 \cdot 0,0315}{1} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ1}} = 0,061 \cdot 0,021 = 0,0013 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ2}} = 0,073 \cdot 0,0315 = 0,0023 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем суммарные активное и индуктивное сопротивления:

$$R_{\Sigma} = \sum R_n, \quad (55)$$

где R_n – активные сопротивления цепи КЗ,

$$X_{\Sigma} = \sum X_n, \quad (56)$$

где X_n – индуктивные сопротивления цепи КЗ.

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (55, 56):

$$R_{\text{К1}\Sigma} = 3,06 + 0,03 + 0,1 + 0,15 + 20 = 23,34 \text{ мОм},$$

$$R_{\text{К2}\Sigma} = 23,34 + 0,7 + 0,7 + 9,8 = 34,54 \text{ мОм},$$

$$R_{K3\Sigma} = 34,54 + 5,5 + 1,3 + 99,54 = 140,88 \text{ мОм},$$

$$X_{K1\Sigma} = 13,63 + 0,05 + 0,1 = 13,78 \text{ мОм},$$

$$X_{K2\Sigma} = 13,78 + 0,7 + 1,3 = 15,78 \text{ мОм},$$

$$X_{K3\Sigma} = 15,78 + 4,3 + 2,3 = 22,38 \text{ мОм}.$$

Рассчитаем полное сопротивление для точек КЗ:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + Z_{\Sigma}^2}. \quad (57)$$

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (57):

$$Z_{K1\Sigma} = \sqrt{23,34^2 + 13,78^2} = 27,12 \text{ мОм},$$

$$Z_{K2\Sigma} = \sqrt{34,54^2 + 15,78^2} = 37,98 \text{ мОм},$$

$$Z_{K3\Sigma} = \sqrt{140,88^2 + 19,38^2} = 142,65 \text{ мОм}.$$

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (58)$$

где $U_{\text{ср.нн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В.

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (58):

$$I_{K3-K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 27,12} = 8,52 \text{ кА},$$

$$I_{K3-K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,98} = 6,08 \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗ-КЗ}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 142,65} = 1,62 \text{ кА.}$$

Рассчитаем постоянную времени затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega_c \cdot R_{\Sigma}}, \quad (59)$$

где ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Подставим значения для К1, К2, К3 в (59):

$$T_{a-\text{К1}} = \frac{13,78}{314 \cdot 23,34} = 1,88 \cdot 10^{-3} \text{ с,}$$

$$T_{a-\text{К2}} = \frac{15,78}{314 \cdot 34,54} = 1,46 \cdot 10^{-3} \text{ с,}$$

$$T_{a-\text{К3}} = \frac{19,38}{314 \cdot 140,88} = 5,06 \cdot 10^{-3} \text{ с.}$$

Рассчитаем ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{T_a}\right)}. \quad (60)$$

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (60):

$$K_{y-\text{К1}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{1,88 \cdot 10^{-3}}\right)} = 1,005,$$

$$K_{y-\text{К2}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{1,46 \cdot 10^{-3}}\right)} = 1,001,$$

$$K_{y-\text{К3}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{4,38 \cdot 10^{-3}}\right)} = 1.$$

Рассчитаем ударный ток трёхфазного КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot K_y. \quad (61)$$

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (61):

$$i_{уд-К1} = \sqrt{2} \cdot 8,52 \cdot 1,005 = 12,11 \text{ кА},$$

$$i_{уд-К2} = \sqrt{2} \cdot 6,08 \cdot 1,001 = 8,61 \text{ кА},$$

$$i_{уд-К3} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot 1 = 2,3 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}. \quad (62)$$

Подставим значения для точек К1, К2, К3 в (62):

$$I_{КЗ-К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,52 = 7,38 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ-К2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,08 = 5,27 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ-К3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,62 = 1,4 \text{ кА}.$$

Для других точек расчёт токов КЗ ведём аналогично. Полученные данные сведены в таблице 11.

Вывод: в данном разделе был произведён расчёт токов короткого замыкания, по составленной схеме замещения определены трёхфазные, двухфазные и ударные токи короткого замыкания.

Таблица 11 – Результаты расчёта токов КЗ

R_{Σ} , Ом	X_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	K_y	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{КЗ}^{(2)}$, кА
1	2	3	4	5	6	7
РУНН-1						
23,34	13,78	27,12	1,005	8,52	12,11	7,38
РУНН-2						
23,34	13,78	27,12	1,005	8,52	12,11	7,38
РП-1						
34,54	15,78	37,98	1,001	6,08	8,61	5,27
РП-1 самый мощный электроприемник						
140,82	22,38	142,65	1	1,62	2,3	1,4
РП-2						
30,58	18,72	35,86	1,006	6,44	9,16	5,57
РП-2 самый мощный электроприемник						
34,55	20,11	39,98	1,005	5,78	8,21	5
РП-3						
42,76	21,2	47,73	1,002	4,84	6,86	4,2
РП-3 самый мощный электроприемник						
82,24	23,26	85,46	1	2,7	3,82	2,34
РП-4						
27,18	15,41	31,25	1,004	7,39	10,49	6,4
РП-4 самый мощный электроприемник						
38,06	17,66	41,95	1,001	5,51	7,79	4,77
РП-5						
72,76	18,85	75,16	1	3,07	4,35	2,66
РП-5 самый мощный электроприемник						
328,41	26,34	329,46	1	0,7	0,99	0,61
РП-6						
30,45	18,71	35,74	1,006	6,46	9,19	5,6
РП-6 самый мощный электроприемник						
38,39	20,28	43,41	1,003	5,32	7,54	4,61
РП-7						
41,11	18,84	45,22	1,001	5,11	7,23	4,42
РП-7 самый мощный электроприемник						
71,93	22,68	75,42	1	3,06	4,33	2,65
РП-8						
43,71	21,71	48,8	1,002	4,73	6,7	4,1
РП-8 самый мощный электроприемник						
47,32	22,67	52,48	1,001	4,4	6,23	3,81
РП-9						
1132,14	33,72	1132,65	1	0,20	0,29	0,18
РП-9 самый мощный электроприемник						
1652,02	42,34	1652,58	1	0,14	0,2	0,12
РП-10						
48,1	20,98	52,47	1,001	4,4	6,23	3,81
РП-10 самый мощный электроприемник						
52,74	22,12	57,19	1,001	4,04	5,71	3,5

5 Проверка выбранного оборудования

Проверка пригодности выбранных автоматических выключателей производится по ударным токам КЗ.

$$I_{cs} \geq i_{уд}, \quad (63)$$

где I_{cs} – номинальная рабочая наибольшая отключающая способность.

Произведём проверку автоматических выключателей QF1, QF2, QF3, указанных на расчётной схеме (рисунок 1). Параметры выключателей взяты с сайта производителя [13]:

Подставим значения в (63) для проверки QF1:

$$25 \text{ кА} \geq 12,11 \text{ кА.}$$

Подставим значения в (63) для проверки QF2:

$$12,5 \text{ кА} \geq 8,61 \text{ кА.}$$

Подставим значения в (63) для проверки QF3:

$$6 \text{ кА} \geq 2,3 \text{ кА.}$$

Ударные токи меньше, чем номинальная рабочая наибольшая отключающая способность. Указанные выше автоматические выключатели прошли проверку по ударному току.

Проверку оставшихся выключателей производим аналогично. Полученные результаты сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты проверки автоматических выключателей

Выбранный автоматический выключатель	Номинальная рабочая наибольшая отключающая способность I_{CS} , А	Ударный ток $i_{уд}$, кА	Итог проверки
ВА 51-33 ($I_H = 160$ А)	12,5	8,6	Проверка пройдена
ВА 51-39 ($I_H = 630$ А)	35	9,16	Проверка пройдена
ВА 51-35 ($I_H = 200$ А)	30	6,86	Проверка пройдена
ВА 51-37 ($I_H = 400$ А)	25	10,49	Проверка пройдена
ВА 51-31 ($I_H = 80$ А)	7	4,35	Проверка пройдена
ВА 53-41 ($I_H = 800$ А)	25	9,19	Проверка пройдена
ВА 51-39 ($I_H = 500$ А)	35	7,23	Проверка пройдена
ВА 51-39 ($I_H = 500$ А)	35	6,7	Проверка пройдена
ВА 51-25 ($I_H = 16$ А)	3	0,29	Проверка пройдена
ВА 51-35 ($I_H = 250$ А)	15	6,23	Проверка пройдена
ВА 51-31 ($I_H = 50$ А)	15	2,3	Проверка пройдена
ВА 51-33 ($I_H = 125$ А)	12,5	8,21	Проверка пройдена
ВА 51-31 ($I_H = 50$ А)	6	3,82	Проверка пройдена
ВА 51-35 ($I_H = 200$ А)	15	7,79	Проверка пройдена
ВА 51-25 ($I_H = 25$ А)	3	0,99	Проверка пройдена
ВА 52-35 ($I_H = 160$ А)	30	7,54	Проверка пройдена
ВА 51-33 ($I_H = 125$ А)	12,5	4,33	Проверка пройдена
ВА 51-35 ($I_H = 200$ А)	15	6,23	Проверка пройдена
ВА 51-25 ($I_H = 10$ А)	2,5	0,2	Проверка пройдена
ВА 51-35 ($I_H = 200$ А)	15	5,71	Проверка пройдена

Проведем проверку трансформатора тока (ТТ) ТТИ-100 1500/5 А. Паспортные данные приведены в таблице 13. Данные взяты с сайта производителя [3].

Таблица 13 – Паспортные данные ТТИ-100 1500/5 А

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	0,72
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1500
Номинальный вторичный рабочий ток I_2 , А	5
Номинальная вторичная нагрузка $S_{\text{ном.2}}$, ВА	50
$\cos \varphi$	0,8

Проверка ТТ производится по следующим условиям:

а) Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}} \quad (64)$$

где $U_{\text{сет.ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Подставим данные в (64):

$$0,72 \text{ кВ} \geq 0,4 \text{ кВ.}$$

Условие проверки выполняется.

б) Номинальный первичный ток:

$$I_{1\text{ном}} \geq I_{1\text{ном.т}} \quad (65)$$

Подставим данные в (65):

$$1500 \text{ А} \geq 909,33 \text{ А.}$$

Условие проверки выполняется

в) Вторичная нагрузка:

$$S_{\text{ном.2}} \geq S_2. \quad (66)$$

В данном случае к ТТ подключены амперметр АМ-D723 с мощностью потребления 6,5 ВА, счетчик активно-реактивной мощности ЩМК120СП с мощностью потребления 10 ВА.

Подставим данные в (66):

$$50 \text{ ВА} \geq 6,5 + 10 = 16,5 \text{ ВА.}$$

Условие проверки выполняется.

Полученные данные внесём в таблицу 14.

Таблица 14 – Условия выбора и проверки ТТ ТТИ-100 1500/5А

Трансформатор тока ТТИ-100 1500/5А		
Расчетные данные	Паспортные данные	Условия выбора
$U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 0,72 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{1\text{ном.т.}} = 1818,7 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} \geq I_{1\text{ном.т.}}$
$S_2 = 16,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном.2}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном.2}} \geq S_2$

Вывод: в данном разделе была произведена проверка выбранного оборудования. По итогам всё оборудование прошло проверку.

6 Расчёт заземляющего устройства

Сооружение заземляющего устройства обеспечивает безопасную работу персонала на электроустановках до 1000 В. Выбор заземляющего устройства ведётся согласно [8], раздел 1.7. В качестве заземлителя используются стальные трубы (диаметр 20 мм, длина 3 м).

Тип грунта – супесь, удельное сопротивление грунта при этом составит $\rho_{\text{гр}} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Вертикальные электроды расположены на расстоянии 1 метр с внешней стороны по периметру здания. Горизонтальным электродом является стальная полоса сечением 5x50 мм. Подробный расчёт заземляющего устройства приведён в [5].

Рассчитаем ток замыкания на землю:

$$I_p = \frac{U_{\text{ф}}}{R_0 + R_{\text{к}}}, \quad (67)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение,

R_0 и $R_{\text{к}}$ – сопротивления замыкания нейтрали и корпуса электроустановки соответственно, Ом.

Подставим значения в (67)

$$I_p = \frac{220}{4 + 4} = 27,5 \text{ А}.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства составляет $r = 4 \text{ Ом}$.

Рассчитаем удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{\Gamma} = \rho_{\Gamma p} \cdot K_{\Pi\Gamma}, \quad (68)$$

$$\rho_{\text{В}} = \rho_{\Gamma p} \cdot K_{\Pi\text{В}}, \quad (69)$$

где $K_{\Pi\Gamma}$ – повышающий коэффициент для горизонтальных электродов,
 $K_{\Pi\text{В}}$ – повышающий коэффициент для вертикальных электродов.

Подставим значения в (68, 69):

$$\rho_{\Gamma} = 150 \cdot 2 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{В}} = 150 \cdot 1,4 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Рассчитаем сопротивление растеканию вертикального и горизонтального электрода:

$$R_{\text{В}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{В}}}{L} \cdot \left(\log \frac{2 \cdot L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \log \frac{4 \cdot t_{\text{В}} + L}{4 \cdot t_{\text{В}} - L} \right), \quad (70)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\Gamma}}{L} \cdot \log \frac{2 \cdot L}{d \cdot t_{\Gamma}}, \quad (71)$$

где L – длина заземлителя, м,

d – внешний диаметр заземлителя, м,

$t_{\text{В}}$ – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м,

t_{Γ} – расстояние от поверхности земли до заземлителя, м.

Подставим значения в (70, 71):

$$R_{\text{В}} = \frac{0,366 \cdot 210}{3} \cdot \left(\log \frac{2 \cdot 3}{0,018} + \frac{1}{2} \cdot \log \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 68,59 \text{ Ом},$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 300}{288} \cdot \log \frac{2 \cdot 288}{0,025 \cdot 0,7} = 1,72 \text{ Ом}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление электродов:

$$R_{в.сум} = \frac{R_{в}}{k_{ив} \cdot n}, \quad (72)$$

$$R_{г.сум} = \frac{R_{г}}{k_{иг}}, \quad (73)$$

где $k_{ив}$, $k_{иг}$ – коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных электродов соответственно, при количестве вертикальных электродов 40 штук, принимаются равными 0,38 и 0,22 соответственно.

Подставим значения в (72, 73):

$$R_{в.сум} = \frac{68,59}{0,38 \cdot 40} = 4,51 \text{ Ом},$$

$$R_{г.сум} = \frac{1,72}{0,22} = 7,83 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем суммарное сопротивление вертикальных и горизонтальных заземлителей:

$$R_{сум.з.} = \frac{R_{в.сум} \cdot R_{г.сум}}{R_{в.сум} + R_{г.сум}}. \quad (74)$$

Подставим значения в (74):

$$R_{сум.з.} = \frac{4,51 \cdot 7,83}{4,5 + 7,83} = 2,86 \text{ Ом}.$$

Вывод: в данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства. Полученное сопротивление заземляющего контура $R_{сум.з.} = 2,86 \text{ Ом}$ не превышает требований главы 1.7 ПУЭ [8] в 4 Ом.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была выполнена модернизация системы электроснабжения предприятия по производству цветных металлов.

Был выполнен расчёт электрических нагрузок потребителей, результатами являются расчётные значения активной, реактивной и полной мощности:

$$P_p = 482,5 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 334,8 \text{ квар},$$

$$S_p = 579,1 \text{ кВА}.$$

В ходе расчёта системы освещения методом коэффициента использования светового потока была произведена замена существующей системы освещения на LED освещение.

Далее производился выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции. Сравнивались варианты с использованием двух трансформаторов разных ступеней мощности, производства АО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара». В результате технико-экономического расчёта выбран трансформатор ТМГ-СЭЩ-630/10/0,4.

Следующим пунктом работы стал выбор аппаратов защиты, кабелей, трансформаторов тока. Для питания электроприемников напряжением 0,4 кВ выбран четырёхжильный провод марки АВВГ, по номинальным токам определено сечение кабелей.

В следующем разделе была произведена проверка выбранного оборудования. По полученным данным всё оборудование прошло проверку.

Последним пунктом работы стал расчёт заземляющего устройства. Полученное сопротивление заземляющего контура не превышает требований.

Список используемых источников

1. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие. Изд. 2-е, стер. Тольятти: ТГУ, 2011. 69 с.
2. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. 78 с.
3. Вахнина В.В., Самолина О.В., Черненко А.Н., Проектирование осветительных установок: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2008. 90с.
4. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Методы и нормы измерений. М.: Стандартиформ, 2016. 16 с.
5. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. М.: ИПК Издательство стандартов, 2005. 12 с.
6. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением 1 кВ. М.: Издательство стандартов, 1994. 47 с.
7. Завод «Электроконтактор» [сайт] / ООО Завод «Электроконтактор». – URL: <https://www.elektrokontakt.ru/produkcija/vyklyuchateli-avtomaticheskie-va> – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный. (дата обращения 27.03.2021 г.).
8. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»: [сайт] / ЗАО «ГК «Электрощит». – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-silovie-raspredelitelnie/tm-g-f-seshch-25-2-500-kva-6-10-15-20-35-kv/> – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный. (дата обращения 25.02.2021 г.).
9. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. 167 с.
10. «Световые Технологии» [сайт] / ООО «МГК «Световые Технологии». – URL: <https://www.ltcompany.com/ru/products/types/industrial-luminaires/> – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст:

электронный. (дата обращения 17.02.2021 г.).

11. Сумракова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 288с.

12. Тарасов Ф.Е., Гоман В.В. Проектирование и расчёт систем искусственного освещения: учебное пособие. Мин-во образ. РФ, ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», Уральский энерг. ин-т. Екатеринбург: УрФУ, 2013. 76 с.

13. «Техноком» [сайт] / ООО "Техноком". – URL: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/) – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный. (дата обращения 26.03.2021 г.).

14. Шевченко Н.Ю. Электроснабжение: Учебное пособие по проведению практических занятий. Часть II. ВолГТУ, Волгоград, 2006. 77с.

15. Fursanov M. I., Petrashevich N. S., Power losses assessment in transformers after the normative operating period [Электронный ресурс]: scientific article / Department of mechanical engineering, Belarusian national technical University, 2017; URL: <https://doaj.org/article/d6fbd2de04454655a1e33b76198f4be6> (дата обращения: 25.02.2021 г.).

16. Harlow J. H. Electric Power Transformer Engineering: 3-d edition. USA: CRC Pres, 2012, 693 pp.

17. IEK GROUP: [сайт] /IEK GROUP. – URL: https://www.iek.ru/products/catalog/pribory_ucheta_kontrolya_izmereniya_i_oborudovanie_elektropitaniya/pribory_ucheta/transformatory_toka_tti/tti_s_2_15va_i_2_5a_klass_0_5/transformator_toka_tti_100_1000_5a_15va_klass_0_5_iek_itt60-2-15-1000. – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст: электронный. (дата обращения 07.04.2021 г.).

18. Shan Yang, Xiangqian Tong. Integrated Power Flow and Short Circuit Calculation Method for Distribution Network with Inverter Based Distributed

Generation [Электронный ресурс]: scientific article / Hindawi Limited, 2016; URL: <https://doaj.org/article/55a0af6dba1346ef8df05483e4d2d007> (дата обращения 11.04.2021 г.).

19. Yusheng Quan, Yu Zhou, Yuliang Wu, Zisen Ning, Jiacheng Xiong, Zhongyang Liu. Methodology of Detection for Power Cable Insulation Defects Based on AC Voltage Withstand Test // Unifying Electrical Engineering and Electronics Engineering. №1, pp. 3-10.

20. Zhijun Ye, Wang Yu, Julong Gou, Kaijia Tan, Wenhui Zeng, Bonan An, Yong Li. A Calculation Method to Adjust the Short-Circuit Impedance of a Transformer [Электронный ресурс]: scientific article / IEEE Access, 2020; URL: <https://doaj.org/article/094c6ef2c5814251960765869849ef83> (дата обращения 10.04.2021 г.).