

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 Электроснабжение завода железобетонных изделий

Студент

А.М. Мартынов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2020

Аннотация

Стр. –62 ; рис. – 5; ист. – 21; табл. – 28.

Ключевые слова: электроснабжение, нагрузка, предприятие, кабельная линия, трансформатор, подстанция, короткое замыкание, электрооборудование, линия, кабель, релейная защита, заземление.

В бакалаврской работе были проработаны следующие разделы: расчет электрических нагрузок по предприятию; выбор силовых трансформаторов ТП и ГПП, расчет компенсации реактивной мощности; расчет питающей линии до ГПП; расчет схемы внутреннего электроснабжения; расчёт токов к.з.; выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП; релейная защита и автоматика; расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Специализация производства на предприятии – производство железобетонных изделий. Потребители электроэнергии предприятия являются приемниками трехфазного переменного тока, напряжением 0,38 кВ и 10 кВ, частотой 50 Гц.

В ходе выполнения бакалаврской работы были проведены расчеты реактивной мощности подлежащей компенсации, был проведен выбор выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов собственных нужд подстанции, ОПН, средств релейной защиты, расчет заземления подстанции.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия и потребителей электроэнергии.....	6
2 Расчетно-технологическая часть.....	9
2.1 Расчет нагрузок потребителей.....	9
2.2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия.....	13
2.3 Картограмма электрических нагрузок.....	15
2.4 Расчет компенсации реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбор трансформаторов ТП.....	20
2.5 Расчет компенсации реактивной мощности на ГПП и выбор трансформаторов ГПП.....	24
2.6 Расчет питающей линии до ГПП.....	33
2.7 Расчет распределительной сети предприятия.....	38
2.8 Расчет токов короткого замыкания.....	46
2.9 Выбор электрооборудования ГПП.....	46
2.9.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	48
2.9.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	48
2.9.3 Выбор шин 10 кВ.....	49
2.9.4 Выбор изоляторов 10 кВ.....	50
2.9.5 Выбор трансформаторов тока.....	50
2.9.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	50
2.9.7 Выбор ячеек КРУ.....	51
2.9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	51
2.10 Релейная защита и автоматика.....	52
3 Расчет заземления и молниезащиты подстанции.....	55
Заключение.....	60
Список используемых источников.....	61

Введение

Согласно теме ВКР требуется разработать проект системы электроснабжения завода железобетонных изделий.

Объектом исследования является система электроснабжения завода железобетонных изделий ООО "Торговый Дом ЗЖБК", г. Тольятти.

Предметом исследования является выбор схем и электрооборудования.

Актуальность темы ВКР заключается в том, что производственный процесс любого современного промышленного предприятия осуществляется, как правило, оборудованием, расположенным в нескольких производственных цехах, системы электроснабжения которых играют ключевую роль в обеспечении работы производственного электрооборудования.

Цель работы заключается в расчете проекта системы электроснабжения завода железобетонных изделий с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Задачи:

- 1) Систематизировать и проанализировать характеристики проектируемого объекта и потребителей электроэнергии;
- 2) Провести расчет электрических нагрузок электрических нагрузок по цехам и предприятию в целом;
- 3) Рассчитать реактивную мощность, подлежащую компенсации, выбрать компенсирующие устройства;
- 4) Провести выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховых ТП и ГПП;
- 5) Провести расчет питающей линии до ГПП и распределительной сети предприятия, выбрать марки проводов и кабелей системы электроснабжения;
- 6) Провести расчет токов короткого замыкания
- 7) Проверить выбранное электрооборудование по допустимым

параметрам;

- 8) Выбрать электрооборудование ГПП;
- 9) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики;
- 10) Провести расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Область применения разрабатываемой проблемы – проектирование систем электроснабжения новых производственных объектов, разработка проектов реконструкции действующих систем электроснабжения производственных объектов.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы и методик расчета систем электроснабжения. Тема работы является достаточно изученной. Использовались работы Андреева В. А., Дубинского Г.Н., Конюховой Е.А., Полуяновича Н. К., Сибикина Ю.Д. и других авторов.

Расчеты и иллюстрации производятся с применением компьютерных программ Word 2007, Excel 2007, AutoCAD 2020.

1 Характеристика предприятия и потребителей электроэнергии

В данной работе проводится разработка системы электроснабжения завода железобетонных изделий (ООО "Торговый Дом ЗЖБК", г. Тольятти). Основная продукция предприятия – различные железобетонные изделия. Электрические нагрузки (производственные участки) и их основные характеристики представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки предприятия и их основные характеристики

N п/п	Наименование участков	Кол-во эл.пр.	Р уст, кВт		cosφ	Ки
			эп, Рном	∑Рном		
1	Арматурный цех	100	4,5...80,0	3500	0,8	0,4
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	25	1,0...30,0	340	0,8	0,65
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	2	750	1500	0,8	0,65
3	Цех производства железобетонных плит	90	1,0...40,0	2000	0,9	0,5
4	Материальный склад	15	1,0...10,0	70	0,7	0,2
5	Цех производства железобетонных блоков №1	45	1,0...45,0	1050	0,65	0,4
6	Цех производства железобетонных блоков №2	45	1,0...45,0	1050	0,65	0,4
7	Цех цементных добавок	40	4,5...40,0	900	0,8	0,6
8	Насосная: а) 0,38 кВ	15	10,0...30,0	240	0,8	0,6
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	2	800	1600	0,8	0,6
9	Котельная	90	4,5...75,0	690	0,75	0,55
10	Склад	8	0,8...10,0	60	0,7	0,2
11	Цех оконных блоков	40	1,0...40,0	900	0,75	0,4
12	Цементный цех №1	50	1,0...35,0	800	0,7	0,4
13	Цементный цех №2	50	1,0...35,0	800	0,7	0,4
14	Ремонтно-механический цех	68	0,5...45,0	720	0,8	0,3
15	Цех мелких ЖБК	60	1,0...25,0	750	0,8	0,45
16	Заводоуправление, столовая	35	1,0...40,0	430	0,8	0,3

Например, для арматурного цеха:

– количество электроприемников: 100 шт;

– установленная активная мощность (Руст) для одного электроприемника: от 4,5 до 80 кВт; суммарная установленная активная мощность электроприемников: 3500 кВт;

– средний коэффициент использования (Ки) активной мощности электроприемников: 0,4.

– средний коэффициент мощности ($\cos\phi$) электроприемников: 0,8.

Генеральный план предприятия (размеры территории: 650x490 м.)
представлен на рисунке 1.1.

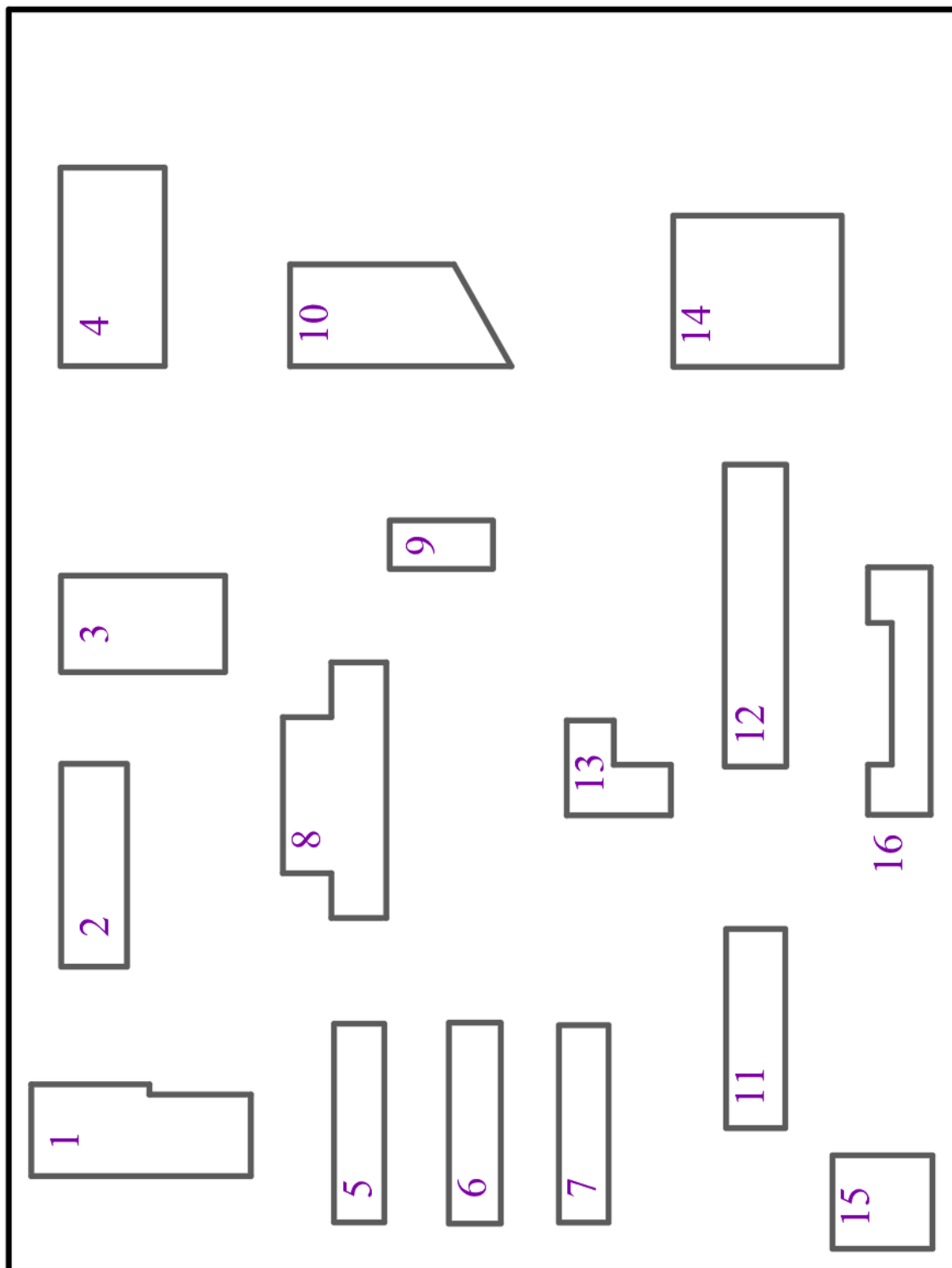


Рисунок 1.1 – Генеральный план предприятия

Источник питания ГПП предприятия – ЛЭП-110 кВ, проходящая на расстоянии 12 км [19].

Характеристики производственных участков по категориям надежности электроснабжения и условиям производственной среды представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики производственных участков по категориям надежности электроснабжения и условиям производственной среды

№ п/п	Наименования цехов	Категория надёжности электроснабжения.	Производственная среда.
1	Арматурный цех	2	Норм.
2	Компрессорная	1	Влажная
3	Цех производства железобетонных плит	2	Пыльная
4	Материальный склад	3	Пыльная
5	Цех производства железобетонных блоков №1	2	Пыльная
6	Цех производства железобетонных блоков №2	2	Пыльная
7	Цех цементных добавок	2	Пыльная
8	Насосная	1	Влажная
9	Котельная	1	Жаркая
10	Склад	3	Пыльная
11	Цех оконных блоков	2	Пыльная
12	Цементный цех №1	2	Пыльная
13	Цементный цех №2	2	Пыльная
14	Ремонтно-механический цех	2	Норм.
15	Цех мелких ЖБК	2	Пыльная
16	Заводуправление, столовая	3	Норм.

Далее проведем расчет нагрузок потребителей предприятия для выбора оборудования схемы электроснабжения.

2 Расчетно-технологическая часть

2.1 Расчет нагрузок потребителей

Расчетные нагрузки определяются с помощью коэффициентов использования (K_u) и расчетной мощности (K_p). Соотношения между номинальными, средними и расчетными мощностями следующие.

Средняя активная мощность рассчитывается по формуле

$$P_{cp} = K_u \cdot P_{ном}, \quad (2.1)$$

где K_u – коэффициент использования активной мощности, определяется из справочных данных [6];

$P_{ном}$ – номинальная мощность потребителей, кВт.

Средняя реактивная мощность рассчитывается по формуле

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – определяется по заданному $\cos \varphi$ потребителя.

Средняя полная мощность рассчитывается по формуле

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \quad (2.3)$$

Расчетная активная мощность определяется по формуле

$$P_p = K_p \cdot P_{cp}, \quad (2.4)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки, определяется из справочных данных [6].

Расчетную реактивную мощность можно принять:

$$\begin{aligned} \text{при } n_3 \leq 10: Q_p &= 1,1 \cdot Q_{cp}, \\ \text{при } n_3 > 10: Q_p &= 1 \cdot Q_{cp} \end{aligned} \quad (2.5)$$

где n_3 – эффективное (приведенное) число электроприемников.

$$n_3 = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum P_n^2}, \quad (2.6)$$

Если $m > 3$ и $K_n \geq 0,2$, то

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{n \max}}, \quad (2.7)$$

где n – фактическое число приемников в группе;

P_n – суммарная мощность приемников в группе, кВт.

Если значение $n_3 > n$, то принимают $n_3 = n$.

Сведем расчетные данные по зданиям предприятия в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные данные по зданиям предприятия

N п/п	Наименование участков	Кол-во эл.пр.	P уст, кВт		m	cosφ	tgφ	Ки
			эп, Pном	ΣPном				
1	Арматурный цех	100	4,5...80,0	3500	17,78	0,8	0,75	0,4
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	25	1,0...30,0	340	30	0,8	0,75	0,65
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	2	750	1500	1	0,8	0,75	0,65
3	Цех производства железобетонных плит	90	1,0...40,0	2000	40	0,9	0,48	0,5
4	Материальный склад	15	1,0...10,0	70	10	0,7	1,02	0,2
5	Цех производства железобетонных блоков №1	45	1,0...45,0	1050	45	0,65	1,17	0,4
6	Цех производства железобетонных блоков №2	45	1,0...45,0	1050	45	0,65	1,17	0,4

Продолжение таблицы 2.1

N п/п	Наименование участков	Кол-во эл.пр.	P уст, кВт		m	cosφ	tgφ	Ки
			эп, Pном	∑Pном				
7	Цех цементных добавок	40	4,5...40,0	900	8,889	0,8	0,75	0,6
8	Насосная: а) 0,38 кВ	15	10,0...30,0	240	30	0,8	0,75	0,6
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	2	800	1600	1	0,8	0,75	0,6
9	Котельная	90	4,5...75,0	690	16,67	0,75	0,88	0,55
10	Склад	8	0,8...10,0	60	12,5	0,7	1,02	0,2
11	Цех оконных блоков	40	1,0...40,0	900	40	0,75	0,88	0,4
12	Цементный цех №1	50	1,0...35,0	800	35	0,7	1,02	0,4
13	Цементный цех №2	50	1,0...35,0	800	35	0,7	1,02	0,4
14	Ремонтно-механический цех							
15	Цех мелких ЖБК	60	1,0...25,0	750	25	0,8	0,75	0,45
16	Заводуправление, столовая	35	1,0...40,0	430	40	0,8	0,75	0,3

Расчёт нагрузок схож для каждого здания, ниже приведу пример расчёта для одного из них.

Арматурный цех (№1 на генплане): $P_{\max}=80$ кВт, $P_{\min}=4,5$ кВт, $\sum P_{\text{ном}}=3500$ кВт; $K_{\text{и}}=0,4$; $\cos\varphi=0,8$; тогда $\text{tg}\varphi=0,75$.

Средняя активная мощность рассчитывается по формуле (2.1):

$$P_{\text{cp}} = 0,4 \cdot 3500 = 1400 \text{ кВт}$$

Средняя реактивная мощность рассчитывается по формуле (2.2):

$$Q_{\text{cp}} = 1400 \cdot 0,75 = 1050 \text{ квар}$$

Эффективное число электроприемников по формуле (2.7):

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 3500}{80} = 88$$

Из справочных данных для $n_s=88$ и $K_{и}=0,4$: коэффициент расчетной нагрузки $K_p= 1,1$ [6]. Определим расчетные мощности без учета осветительной нагрузки. Расчетная активная мощность определяется по формуле (2.4)

$$P_p = 1,1 \cdot 1400 = 1540 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность определяется по формуле (2.5)

$$Q_p = 1 \cdot 1050 = 1050 \text{ квар}$$

Расчетная полная мощность определяется по формуле (2.3)

$$S_p = \sqrt{1540^2 + 1050^2} = 1863,89 \text{ кВА}$$

Для остальных потребителей результаты расчетов сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок предприятия

N п/п	Наименование участков	Среднесменные мощности			nэ	Kp	Максимальные мощности		
		Pcp, кВт	Qcp, квар	Scp, кВА			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА
1	Арматурный цех	1400	1050,00	1750,00	88	1,1	1540,00	1050,00	1863,89
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	221	165,75	276,25	23	1,13	249,73	165,75	299,73
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	975	0,00	975,00	2	1,35	1316,25	0,00	1316,25
3	Цех производства железобетонных плит	1000	480,00	1109,23	90	1,09	1090,00	480,00	1191,01
4	Материальный склад	14	14,28	20,00	14	1,67	23,38	14,28	27,40
5	Цех производства железобетонных блоков №1	420	491,40	646,43	45	1,14	478,80	491,40	686,09
6	Цех производства железобетонных блоков №2	420	491,40	646,43	45	1,14	478,80	491,40	686,09
7	Цех цементных добавок	540	405,00	675,00	40	1,12	604,80	405,00	727,88
8	Насосная: а) 0,38 кВ	144	108,00	180,00	15	1,15	165,60	108,00	197,71
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	960	0,00	960,00	2	1,35	1296,00	0,00	1296,00
9	Котельная	379,5	333,96	505,52	18	1,16	440,22	333,96	552,56
10	Склад	12	12,24	17,14	8	1,99	23,88	13,46	27,41

Продолжение таблицы 2.2

N п/п	Наименование участков	Среднесменные мощности			пэ	Кр	Максимальные мощности		
		Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	S _{ср} , кВА			Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
11	Цех оконных блоков	360	316,80	479,54	40	1,15	414,00	316,80	521,30
12	Цементный цех №1	320	326,40	457,10	28	1,17	374,40	326,40	496,70
13	Цементный цех №2	320	326,40	457,10	38	1,14	364,80	326,40	489,51
14	Ремонтно-механический цех						254,95	397,23	472,01
15	Цех мелких ЖБК	337,5	253,13	421,88	60	1,12	378,00	253,13	454,92
16	Заводоуправление, столовая	129	96,75	161,25	22	1,23	158,67	96,75	185,84
Σ							9652,28	5269,96	10997,23

2.2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия

Осветительная нагрузка участков определяется по удельной мощности на единицу площади. Активная мощность освещения определяется по формуле

$$P_{po} = P_0 \cdot K_{co} \cdot F, \quad (2.8)$$

где P_0 – удельная мощность на единицу площади, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения;

F – площадь участка, м².

Значения K_{co} принимаются согласно пункту 3.166. СН 357-77 [5]:

- 1 – для небольших производственных зданий;
- 0,95 – для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;
- 0,85 – для производственных зданий, состоящих из многих отдельных помещений;
- 0,8 – для административно-бытовых, инженерно-лабораторных и других корпусов;
- 0,6 – для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Реактивная мощность освещения определяется по формуле

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.9)$$

Для освещения предприятия и территории приняты светодиодные светильники, $\cos \varphi = 0,75$ для светодиодных светильников; $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$ (соответствует $\cos \varphi = 0,75$) [5]. Приведем пример расчета.

Арматурный цех (№1 на генплане): $F = 5222,3 \text{ м}^2$, $P_0 = 3,8 \text{ Вт/м}^2$,
 $K_{co} = 0,95$.

Активная мощность освещения определяется по формуле (2.8)

$$P_{po} = 3,8 \cdot 0,95 \cdot 5222,3 = 18,853 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность освещения определяется по формуле (2.9)

$$Q_{po} = 18,853 \cdot 0,88 = 16,59 \text{ квар}$$

Полная активная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку:

$$P_p' = 1540 + 18,853 = 1558,853 \text{ кВт}$$

Полная реактивная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку:

$$Q_p' = 1050 + 16,59 = 1066,59 \text{ квар}$$

Полная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку будет равна

$$S_p' = \sqrt{1558,853^2 + 1066,59^2} = 1888,819 \text{ кВА}$$

Для остальных потребителей результаты расчетов сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет осветительной нагрузки

N п/п	Наименование участков	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	K _{со}	P _{ро} , кВт	P _{р'} (P _р +P _{ро}), кВт	Q _{р'} (Q _р +Q _{ро}), квар	S _{р'} , кВА
1	Арматурный цех	5222,3	3,8	0,95	18,853	1558,853	1066,590	1888,819
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	3537,3	3,6	0,95	12,098	261,828	176,396	315,704
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	3537,3	0	0,95	0,000	1316,250	0,000	1316,250
3	Цех производства железобетонных плит	4196,6	3,8	0,95	15,150	1105,150	493,332	1210,261
4	Материальный склад	5485,9	2,2	0,6	7,241	30,621	20,652	36,935
5	Цех производства железобетонных блоков №1	2646,3	3,8	0,95	9,553	488,353	499,807	698,781
6	Цех производства железобетонных блоков №2	2646,3	3,8	0,95	9,553	488,353	499,807	698,781
7	Цех цементных добавок	2646,3	3,8	0,95	9,553	614,353	413,407	740,496
8	Насосная: а) 0,38 кВ	5483,4	3,6	0,95	18,753	184,353	124,503	222,457
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	5483,4	0	0,95	0,000	1296,000	0,000	1296,000
9	Котельная	1327,0	3,6	1	4,777	444,997	338,164	558,907
10	Склад	4616,3	2,2	0,6	6,094	29,974	18,826	35,396
11	Цех оконных блоков	3122,6	3,8	0,95	11,273	425,273	326,720	536,286
12	Цементный цех №1	4926,1	3,8	0,95	17,783	392,183	342,049	520,390
13	Цементный цех №2	1990,5	3,8	1	7,564	372,364	333,056	499,581
14	Ремонтно-механический цех	6751,3	3,8	0,95	24,372	279,322	418,678	503,301
15	Цех мелких ЖБК	2476,0	3,8	0,85	7,998	385,998	260,163	465,488
16	Заводуправление, столовая	3185,0	4,4	0,8	11,211	169,881	106,616	200,566

2.3 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов [11]. Радиус окружностей определяется как:

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}}, \quad (2.10)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВА;

m – масштаб.

Доля осветительной нагрузки:

$$\alpha = 360 \cdot S_{oc} / S_p, \quad (2.11)$$

где S_{oc} – расчетная мощность освещения, кВА.

Центр электрических нагрузок (ЦЭН) по предприятию определяется для нахождения местоположения ГПП. При соблюдении прочих условий, ГПП желательно располагать как можно ближе к ЦЭН. Для нахождения центра на генплане наносятся временные оси координат. Тогда координаты ЦЭН можно определить по формуле:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot x_i)}{\sum_1^n S_p}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot y_i)}{\sum_1^n S_p}, \quad (2.12)$$

где x_i, y_i – координаты центра цеха, м;

n – количество цехов предприятия.

ГПП должна располагаться не в ЦЭН, а должна быть смещена в направлении от ЦЭН к источнику внешнего питания за территорию предприятия, чтобы обеспечить удобные подъездные пути, и не мешать производственному процессу предприятия. При расположении ГПП учитываем розу ветров, чтобы выбросы предприятия не попадали на оборудование ОРУ ГПП [9].

Расчёты по нахождению координат ЦЭН сведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет координат ЦЭН

№;	Наименование ЭП	$X_i, м$	$Y_i, м$	$S_p, кВА$	$S_p * X_i, кВА$	$S_p * Y_i, кВА$
1	Арматурный цех	55	287,5	1888,819	103885,0	543035,4
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	167,5	310	315,704	52880,5	97868,4
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	167,5	310	1316,250	220471,9	408037,5
3	Цех производства железобетонных плит	270	287,5	1210,261	326770,6	347950,2
4	Материальный склад	420	300	36,935	15512,7	11080,5
5	Цех производства железобетонных блоков №1	55	210	698,781	38433,0	146744,1
6	Цех производства железобетонных блоков №2	55	167,5	698,781	38433,0	117045,9
7	Цех цементных добавок	55	130	740,496	40727,3	96264,5
8	Насосная: а) 0,38 кВ	197,5	220	222,457	43935,3	48940,6
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	197,5	220	1296,000	255960,0	285120,0
9	Котельная	302,5	182,5	558,907	169069,5	102000,6
10	Склад	400	195	35,396	14158,2	6902,1
11	Цех оконных блоков	97,5	65	536,286	52287,9	34858,6
12	Цементный цех №1	272,5	65	520,390	141806,2	33825,3
13	Цементный цех №2	207,5	115	499,581	103663,1	57451,8
14	Ремонтно-механический цех	410	65	503,301	206353,4	32714,6
15	Цех мелких ЖБК	20	17,5	465,488	9309,8	8146,0
16	Заводоуправление, столовая	240	12,5	200,566	48135,8	2507,1
Итого				11321,1	1881792,9	2380493,1
Координаты ЦЭН		$X_0, м$	$Y_0, м$			
		166,2	180,3			

Далее рассчитываем картограмму нагрузок. Приведем пример расчёта. Арматурный цех (№1 на генплане): расчетная мощность $S_p = 1888,819$ кВА, мощность освещения $S_{oc} = 25,14$ кВА принимаем масштаб $m = 0,5$, тогда радиус окружности, по формуле (2.10):

$$R = \sqrt{\frac{1888,819}{0,5 \cdot 3,14}} = 34,69 \text{ м}$$

Доля осветительной нагрузки, по формуле (2.11):

$$\alpha = 360 \cdot 25,14 / 1888,819 = 4,8^\circ$$

Расчёты по картограмме нагрузок сведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет картограммы нагрузок

№;	Наименование ЭП	Sp,кВА	R,м	m	α	Soc,кВА
1	Арматурный цех	1888,819	34,69	0,5	4,8	25,14
2	Компрессорная: а) 0,38 кВ	315,704	14,18	0,5	18,4	16,13
2	б) Синхр. двигатели 10 кВ	1316,250	28,95	0,5	0,0	0,00
3	Цех производства железобетонных плит	1210,261	27,76	0,5	6,0	20,20
4	Материальный склад	36,935	4,85	0,5	94,1	9,66
5	Цех производства железобетонных блоков №1	698,781	21,10	0,5	6,6	12,74
6	Цех производства железобетонных блоков №2	698,781	21,10	0,5	6,6	12,74
7	Цех цементных добавок	740,496	21,72	0,5	6,2	12,74
8	Насосная: а) 0,38 кВ	222,457	11,90	0,5	40,5	25,00
8	б) Синхр. двигатели 10 кВ	1296,000	28,73	0,5	0,0	0,00
9	Котельная	558,907	18,87	0,5	4,1	6,37
10	Склад	35,396	4,75	0,5	82,6	8,12
11	Цех оконных блоков	536,286	18,48	0,5	10,1	15,03
12	Цементный цех №1	520,390	18,21	0,5	16,4	23,71
13	Цементный цех №2	499,581	17,84	0,5	7,3	10,09
14	Ремонтно-механический цех	503,301	17,90	0,5	23,2	32,50
15	Цех мелких ЖБК	465,488	17,22	0,5	8,2	10,66
16	Заводуправление, столовая	200,566	11,30	0,5	26,8	14,95

Далее строим картограмму нагрузок (рис. 2.1).

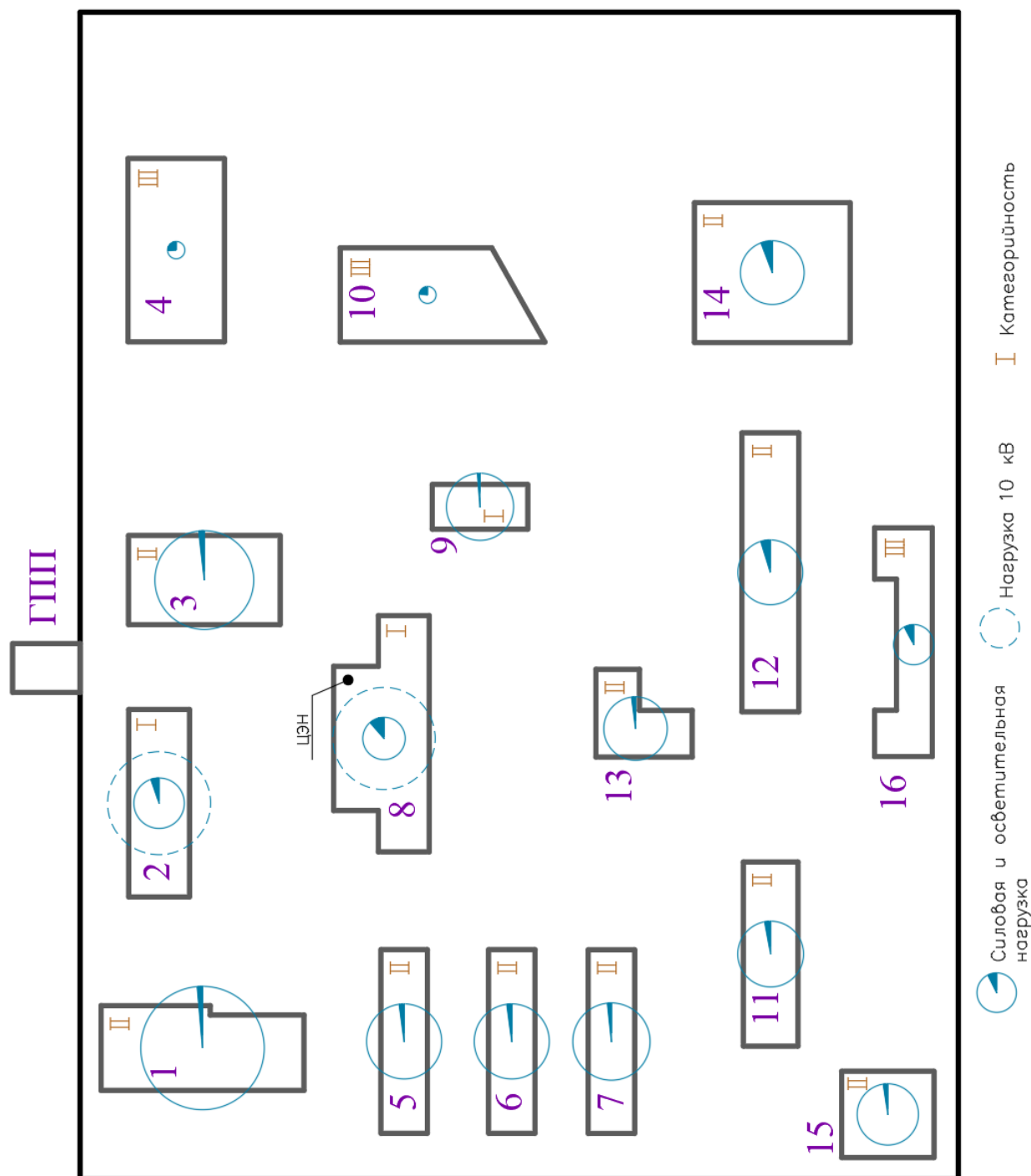


Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок

2.4 Расчет компенсации реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбор трансформаторов ТП

Вопрос выбора ТП очень важен для эффективного, безопасного и надежного электроснабжения потребителей.

Питание маломощных потребителей 2 и 3 категории, чья нагрузка меньше 250 кВА, осуществляется установкой там РП-0,4кВ, подключенного к ближайшей цеховой ТП (для маломощных потребителей второй категории используются двухсекционные РП). Для ТП с числом трансформаторов 1-2 определяется оптимальная мощность трансформаторов по формуле

$$S_o = \frac{S_{см}}{\beta \cdot N}, \quad (2.13)$$

где $S_{см}$ – среднесменная нагрузка за наиболее загруженную смену цеха или группы потребителей, если к данной ТП подключаются несколько потребителей, кВА;

β – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов. Для предварительного выбора мощности цеховых ТП принимаем значение β для ТП, питающих потребителей I и II категории – 0,7 [18];

N – количество трансформаторов. Количество трансформаторов на ТП, питающих потребителей I и II категории принимаем равным 2 [18].

Наибольшая реактивная мощность Q_1 которая может быть передана со стороны 6...10 кВ в сеть до 1000 В без увеличения принятого числа трансформаторов, определяется по формуле

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}, \quad (2.14)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчетная активная мощность потребителей ТП, кВт.

Мощность, подлежащая компенсации по сети 380 В, определяется по формуле

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1, \quad (2.15)$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность потребителей ТП, квар.

Если $Q_{0,4} < 50$ квар, то компенсирующие устройства выбирать не надо.

После выбора марки и мощности конденсаторных батарей 0,4 кВ $Q_{БК}$ уточняется некомпенсированная реактивная мощность на стороне 0,4 кВ по формуле

$$Q_{НН} = Q_p - Q_{БК}, \quad (2.16)$$

Окончательный выбор трансформаторов ТП производится по аварийному коэффициенту загрузки с учётом скомпенсированной мощности. В нашем случае компенсация реактивной мощности не требуется, поэтому расчетная мощность трансформаторов остается неизменной ($S_p = S_{p\text{комп.}}$; $Q_{НН} = Q_p$).

Пример выбора трансформаторов:

ТП-1 (арматурный цех), активные, реактивные и полные нагрузки соответственно $P_p = 1558,853$ кВт, $Q_p = 1066,590$ квар, $S_p = 1888,819$ кВА; это ТП с потребителями 2-ой категории,

Нормативный коэффициент загрузки для трансформаторов ТП с потребителями 2 категории $\beta = 0,7$; следовательно мощность трансформатора ТП должна быть, по формуле (3.1)

$$S_o = \frac{1888,819}{0,7 \cdot 2} = 1349,16 \text{ кВА}$$

Выбираю энергоэффективные трансформаторы ТМГ12-1600/10.

Для остальных ТП расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6 – Выбор силовых трансформаторов ТП

№ТП	Зона охвата	Распол. на генплане, № здания	В тр	n	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	So, кВА	Sh.t, кВА
ТП-1	1	Цех №1	0,7	2	1558,853	1066,590	1888,819	1349,16	1600
ТП-2	2	Цех №2	0,7	2	261,828	176,396	315,704	225,50	250
ТП-3	3,4,10	Цех №3	0,7	2	1222,962	583,162	1354,885	967,78	1000
ТП-5	5	Цех №5	0,7	2	488,353	499,807	698,781	499,13	630
ТП-6	6	Цех №6	0,7	2	488,353	499,807	698,781	499,13	630
ТП-7	7	Цех №7	0,7	2	614,353	413,407	740,496	528,93	630
ТП-8	8	Цех №8	0,7	2	184,353	124,503	222,457	158,90	160
ТП-9	9	Цех №9	0,7	2	444,997	338,164	558,907	399,22	400
ТП-11	11	Цех №11	0,7	2	425,273	326,720	536,286	383,06	400
ТП-12	12,16	Цех №12	0,7	2	562,065	448,665	719,178	513,70	630
ТП-13	13	Цех №13	0,7	2	372,4	333,1	499,581	356,84	400
ТП-14	14	Цех №14	0,7	2	279,3	418,7	503,301	359,50	400
ТП-15	15	Цех №15	0,7	2	386,0	260,2	465,488	332,49	400

Произведем расчет компенсации реактивной мощности на ТП-1.

Наибольшая реактивная мощность Q1 которая может быть передана со стороны 6...10 кВ в сеть до 1000 В определяется по формуле (2.14)

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1558,853^2} = 1608,6 \text{ квар}$$

Мощность, подлежащая компенсации, определяется по формуле (2.15)

$$Q_{0,4} = 1066,59 - 1608,6 = -542 \text{ квар}$$

Так как расчетное значение $Q_{0,4}$ отрицательно, то компенсация не требуется. Следовательно, расчетное значение полной мощности после компенсации остается неизменным: $S_{p.комп.} = 1888,82$ кВА. Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.} \cdot N}, \quad (2.17)$$

Произведем расчет по формуле (2.17)

$$K_3 = \frac{1888,819}{1600 \cdot 2} = 0,59$$

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (2.18)$$

Произведем расчет по формуле (2.18)

$$K_n = \frac{1888,819}{1600} = 1,18$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше допустимого согласно ПУЭ значения 1,4 [18].

Для остальных ТП расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет компенсации реактивной мощности на ТП

№ТП	Q1, квар	Q0,4, квар	Qбк, квар	Sp.комп., кВА	Кз	Кп
ТП-1	1608,60	-542,00	0	1888,82	0,59	1,18
ТП-2	232,26	-55,87	0	315,70	0,63	1,26
ТП-3	681,44	-98,28	0	1354,89	0,68	1,35
ТП-5	734,46	-234,66	0	698,78	0,55	1,11
ТП-6	734,46	-234,66	0	698,78	0,55	1,11
ТП-7	632,85	-219,44	0	740,50	0,59	1,18
ТП-8	127,24	-2,74	0	222,46	0,70	1,39
ТП-9	339,97	-1,80	0	558,91	0,70	1,40
ТП-11	364,34	-37,62	0	536,29	0,67	1,34
ТП-12	679,71	-231,05	0	719,18	0,57	1,14
ТП-13	418,26	-85,21	0	499,58	0,62	1,25
ТП-14	485,36	-66,69	0	503,30	0,63	1,26
ТП-15	405,72	-145,55	0	465,49	0,58	1,16

По результатам расчетов компенсация реактивной мощности на цеховых ТП не требуется. Выбираем цеховые ТП серии 2КТПН-ПК 10/0,4 с ячейками КСО- 208 в РУ-10 кВ и ячейками ЩО-70-1 в РУ-0,4 кВ. Это современный, доступный по цене, удобный для монтажа, энергоэффективный и электробезопасный вариант.

2.5 Расчет компенсации реактивной мощности на ГПП и выбор трансформаторов ГПП

Выбор компенсирующих устройств осуществляется с учетом потерь мощности в ТП 10/0,4 кВ. Для предварительных расчетов принимаем трансформаторы для ГПП марки ТДН-10000/110, При этом предварительный выбор мощности и класса напряжения обусловлен ранее произведенными расчетами мощности предприятия.

Результаты выбора и характеристики силовых трансформаторов ТП сведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8 – Характеристики силовых трансформаторов ТП

№ ТП	n	Sном.тр, кВА	Sp,кВА	Pp, кВт	Qp,квар	Марка т-ров	Ixx,%	Uкз,%	ΔPxx, Вт	ΔPкз, Вт
ТП-1	2	1600	1888,82	1558,9	1066,6	ТМГ12-1600/10	0,5	6	1700	16000
ТП-2	2	250	315,70	261,8	176,4	ТМГ12-250/10	0,9	4,5	425	3250
ТП-3	2	1000	1354,89	1223,0	583,2	ТМГ12-1000/10	0,6	5,5	1100	10500
ТП-5	2	630	698,78	488,4	499,8	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-6	2	630	698,78	488,4	499,8	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-7	2	630	740,50	614,4	413,4	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-8	2	160	222,46	184,4	124,5	ТМГ12-160/10	1,1	4,5	300	2350
ТП-9	2	400	558,91	445,0	338,2	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-11	2	400	536,29	425,3	326,7	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-12	2	630	719,18	562,1	448,7	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-13	2	400	499,58	372,4	333,1	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-14	2	400	503,30	279,3	418,7	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-15	2	400	465,49	386,0	260,2	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600

Потери активной мощности в силовых трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (2.19)$$

где ΔP_{κ} – потери короткого замыкания (паспортная величина), кВт;

n – число трансформаторов, шт;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔP_{xx} – потери холостого хода (паспортная величина), кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах ТП определяются по формуле

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (2.20)$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

I_{xx} – ток холостого хода (паспортная величина), %.

Потери активной мощности в силовых трансформаторах ТП-1, по формуле (2.19)

$$\Delta P_m = \frac{16}{2} \cdot \frac{1888,82^2 + 1558,9^2}{1600^2} + 2 \cdot 1,7 = 14,55 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП-1, по формуле (2.20)

$$\Delta Q_m = \frac{6}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1888,82^2 + 1558,9^2}{1600^2} + \frac{2 \cdot 0,5}{100} \cdot 1600 = 82,89 \text{ квар}$$

Результаты расчетов потерь для остальных ТП сведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9 – Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП

№ ТП	S _p ,кВА	P _p , кВт	Q _p ,квар	K _з	K _п	ΔP, кВт	ΔQ, квар	P _p +ΔP, кВт	Q _p +ΔQ, квар
ТП-1	1888,82	1558,9	1066,6	0,59	1,18	14,55	82,89	1573,40	1149,48
ТП-2	315,70	261,8	176,4	0,63	1,26	3,44	13,47	265,27	189,87
ТП-3	1354,89	1223,0	583,2	0,68	1,35	11,84	62,48	1234,80	645,64
ТП-5	698,78	488,4	499,8	0,55	1,11	5,75	30,13	494,11	529,94
ТП-6	698,78	488,4	499,8	0,55	1,11	5,75	30,13	494,11	529,94
ТП-7	740,50	614,4	413,4	0,59	1,18	6,26	32,76	620,62	446,16
ТП-8	222,46	184,4	124,5	0,70	1,39	2,87	10,48	187,22	134,98
ТП-9	558,91	445,0	338,2	0,70	1,40	5,75	23,97	450,75	362,14
ТП-11	536,29	425,3	326,7	0,67	1,34	5,39	22,58	430,67	349,30
ТП-12	719,18	562,1	448,7	0,57	1,14	6,00	31,40	568,06	480,06
ТП-13	499,58	372,4	333,1	0,62	1,25	4,85	20,44	377,21	353,50
ТП-14	503,30	279,3	418,7	0,63	1,26	4,90	20,65	284,22	439,33
ТП-15	465,49	386,0	260,2	0,58	1,16	4,37	18,59	390,37	278,75
РУ-1	1316,25	1316,3	0,0						
РУ-2	1296,00	1296,0	0,0						
Σ		9901,32	5489,12			81,73	399,97	9983,06	5889,09

Реактивная мощность нагрузки всех потребителей определяется по формуле

$$Q_{10} = \sum Q_{HH} + \sum \Delta Q_m, \quad (2.21)$$

где $\sum Q_{HH}$ – суммарная реактивная мощность потребителей, квар;

$\sum \Delta Q_m$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах ТП, квар.

Реактивная мощность нагрузки всех потребителей, по формуле (2.21)

$$Q_{10} = 5489,12 + 399,97 = 5889,09 \text{ квар}$$

Активная мощность нагрузки всех потребителей:

$$P_{\text{сумм}} = \sum P_p + \sum \Delta P_m, \quad (2.22)$$

где $\sum P_p$ – суммарная активная мощность потребителей, кВт;

$\sum \Delta P_m$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах ТП, кВт.

Активная мощность нагрузки всех потребителей, по формуле (2.22)

$$P_{\text{сумм}} = 9901,32 + 81,73 = 9983,06 \text{ кВт}$$

Тогда $\text{tg} \varphi$ нагрузки ГПП можно рассчитать по формуле

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{10}}{P_{\text{сумм}}}, \quad (2.23)$$

$\text{tg} \varphi$ нагрузки ГПП, по формуле (3.11)

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{5889,09}{9983,06} = 0,59$$

Мощность компенсирующих устройств на стороне 10 кВ (на одну секцию шин) определяется по формуле

$$Q_{\text{кв}} / 2 = \frac{Q_{10} + \Delta Q_T - Q_{\text{сист}} - Q_c}{c}, \quad (2.24)$$

где c – количество секций шин;

Q_{10} – реактивная мощность, определенная по (3.9), квар;

$Q_{\text{сист}}$ – реактивная мощность, получаемая из энергосистемы, квар;

Q_c – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, квар;

ΔQ_T – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП (для предварительных расчетов), квар.

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями определяется:

$$Q_c = \frac{\alpha_m \cdot P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_n}{\eta_n}, \quad (2.25)$$

где α_m – наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности;

P_n – номинальная активная мощность СД, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi_n$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий номинальному $\cos \varphi$;

η_n – КПД двигателя, о.е.

Для синхронных двигателей марки СДН-750-600-У3:

$$\alpha_m = 0,92; P_n = 2 \cdot 750 = 1500 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi = 0,8; \operatorname{tg} \varphi_n = 0,75; \eta_n = 0,95.$$

$$Q_{c750} = \frac{0,92 \cdot 1500 \cdot 0,75}{0,95} = 1089,474 \text{ квар}$$

Аналогично для СД на 800 кВт:

$$Q_{c800} = \frac{0,93 \cdot 1600 \cdot 0,75}{0,95} = 1174,737 \text{ квар}$$

Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП предварительно можно рассчитать по формуле (2.20)

$$\Delta Q_T = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{9983,06^2 + 5889,09^2}{10000^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 10000 = 1189,85 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, получаемая из энергосистемы:

$$Q_{\text{сист}} = \alpha \cdot \sum P_p, \quad (2.26)$$

где α – коэффициент соответствующий значению нормативного $\operatorname{tg} \varphi = 0,33$.

Итого, требуемая мощность компенсирующих устройств (на одну секцию шин 10 кВ ГПП) по формуле (3.12)

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{5889,09 + 1189,85 - 0,33 \cdot 9901,32 - 1089,474 - 1174,737}{2} = 773,795 \text{ квар}$$

Выбираю две батареи КРМ УК 56-10,5-775-У1 мощностью по 775 квар каждая, На каждую секцию шин приходится по одной батарее по 775 квар. Таким образом, нагрузка ГПП с учётом всех потерь и компенсирующих устройств равна:

$$Q_{pk} = 5889,087 - 2 \cdot 775 = 4339,087 \text{ квар}$$

$$P_{pk} = P_{сумм} = 9983,056 \text{ кВт}$$

Общая расчётная нагрузка предприятия с учётом коэффициентов разновременности максимумов нагрузок определяется по формуле

$$S_p = \sqrt{(k_{рма} \cdot P_{pk})^2 + (k_{рмр} \cdot Q_{pk})^2}, \quad (2.27)$$

где $k_{рма}$ и $k_{рмр}$ – коэффициенты разновременности максимумов активных и реактивных нагрузок, равные 0,95 для бетонных и железобетонных заводов [14].

Общая расчётная нагрузка предприятия, по формуле (2.27)

$$S_p = \sqrt{(0,95 \cdot 9983,056)^2 + (0,95 \cdot 4339,087)^2} = 10341,006 \text{ кВА}$$

Произведем расчет по формуле (2.18)

$$K_n = \frac{10341,006}{10000} = 1,034$$

Коэффициент аварийной перегрузки не превышает допустимое согласно ПУЭ значение 1,4 [18]. Таким образом, окончательно принимаем для ГПП два трансформатора марки ТДН-10000/110,

Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, окончательно, по формуле (2.19)

$$\Delta P_m = \frac{60}{2} \cdot \frac{(0,95 \cdot 9983,056)^2 + (0,95 \cdot 4339,087)^2}{10000^2} + 2 \cdot 14 = 89,98 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, окончательно, по формуле (2.20)

$$\Delta Q_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(0,95 \cdot 9983,056)^2 + (0,95 \cdot 4339,087)^2}{10000^2} + \frac{2 \cdot 0,7}{100} \cdot 10000 = 1224,64 \text{ квар}$$

Мощность предприятия с учетом потерь в трансформаторах ГПП

$$S_p = \sqrt{(9483,9 + 89,98)^2 + (4122,13 + 1224,64)^2} = 10965,73 \text{ кВА}$$

2.6 Расчет питающей линии до ГПП

Источник питания ГПП предприятия – ЛЭП-110 кВ, проходящая на расстоянии 12 км [19]. Максимальный рабочий ток линии определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (2.28)$$

где S_p – максимальная расчетная мощность участка, кВА;

n – число цепей, шт.

Максимальный рабочий ток линии, по формуле (4.1)

$$I_p = \frac{10965,73}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 28,8 \text{ A}$$

Экономически выгодное сечение провода определяется по формуле

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.29)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Экономически выгодное сечение провода, по формуле (4.2)

$$F_{\text{эк}} = \frac{28,8}{1,1} = 26,2 \text{ мм}^2$$

По условию коронирования, для ВЛ 110 кВ сечение проводов должно быть не менее 70 мм² [18]. Используем провод АС–70/11. Проверяем данное сечение по аварийному режиму, по формуле (2.28)

$$I_{\text{ав}} = \frac{10965,73}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 57,6 \text{ A}$$

Длительно допустимый ток для провода АС–70/11 $I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$.

$I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, сечение проходит.

Произведем проверку варианта на потерю напряжения. Потери напряжения в линии определяются по формуле

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (2.30)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления
провода, Ом/км;

$\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности нагрузки.

Потери напряжения в линии, по формуле (2.30)

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 57,6 \cdot 12 \cdot 100}{110000} (0,429 \cdot 0,873 + 0,444 \cdot 0,488) = 0,32 \%$$

Потери напряжения не превышают допустимые согласно ПУЭ 5%.

Таким образом выбираем вариант питания ГПП по ВЛ напряжением 110 кВ, марка проводов АС-70/11.

2.7 Расчет распределительной сети предприятия

Распределительную сеть предприятия выполняем по смешанной схеме как наиболее экономически выгодной [8]. Питание электрооборудования участков предприятия осуществляется от КТПН 10/0,4 кВ и распределительных пунктов (РП) 0,4 кВ, которые питаются от РУНН КТПН 10/0,4 кВ. Питание КТПН осуществляется от ГПП 110/10 кВ предприятия по КЛ 10 кВ. Питание РП 0,4 кВ осуществляется по КЛ 0,4 кВ. Электроснабжение участков 1 и 2-ой категории надежности электроснабжения обеспечивается по двухцепным кабельным линиям; 3-ей категории – по одноцепным [19]. Кабельные линии на 10 кВ выполняются кабелем АПвП и на 0,38 кВ кабелем АПвББШп. Кабели прокладываются в траншеях под землей.

Рассмотрим пример расчётов участка сети ГПП-ТП2.

По данному кабелю протекает ток равный, по формуле (2.28)

$$I_p = \frac{2999,33}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 86,58 \text{ A}$$

Экономическая плотность тока для кабелей с алюминиевыми жилами, проложенных в земле равна 1,4, тогда, по формуле (2.29)

$$F_{\text{эк}} = \frac{86,58}{1,4} = 61,85 \text{ мм}^2$$

Принимаем с поправкой на аварийный ток кабель АПвП 3х95. Максимальный аварийный ток в данном кабеле равен удвоенному рабочему, $I_{\text{ав}} = 173,17 \text{ A}$, допустимый ток кабеля равен $I_{\text{доп}} = 205 \text{ A}$ [18]. С учетом поправочного коэффициента 0,85 для нескольких рядом лежащих кабелей (6 в одной траншее) $I'_{\text{доп}} = 174,25 \text{ A}$, следовательно выбранный кабель подходит.

Для остальных линий 10 кВ расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10 – Выбор кабелей 10 кВ

Участок	N	Sм,кВА	Ip,A	Iав,A	Fэк,мм ²	Fст,мм ²	n	Kпопр.	Iдоп,A	I'доп,A
ГПП--ТП-2	2	2999,33	86,58	173,17	61,85	95	6	0,85	205	174,25
ТП-2--ТП-1	2	2673,12	77,17	154,33	55,12	95	6	0,85	205	174,25
ТП-1--ТП-5	2	724,55	20,92	41,83	14,94	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-7	2	1798,54	51,92	103,84	37,09	50	6	0,85	140	119
ТП-7--ТП-11	2	1034,19	29,85	59,71	21,32	16	6	0,85	75	63,75
ТП-11--ТП-15	2	479,68	13,85	27,69	9,89	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-8	2	1491,51	43,06	86,11	30,75	35	6	0,85	115	97,75
ТП-8--ТП-13	2	1260,70	36,39	72,79	26,00	25	6	0,85	90	76,5
ТП-13--ТП-12	2	743,74	21,47	42,94	15,34	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-9	2	1101,45	31,80	63,59	22,71	25	6	0,85	90	76,5
ТП-9--ТП-14	2	523,25	15,10	30,21	10,79	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-3	2	1393,41	40,22	80,45	28,73	35	6	0,85	115	97,75
ГПП--ТП-6	2	724,55	20,92	41,83	14,94	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--РУ-1	2	1316,25	38,00	75,99	27,14	25	6	0,85	90	76,5
ГПП--РУ-2	2	1296,00	37,41	74,82	26,72	25	6	0,85	90	76,5

Находим потери напряжения в линии ГПП-ТП2 по формуле (2.30)

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 173,17 \cdot 0,047 \cdot 100}{10000} (0,326 \cdot 0,807 + 0,09 \cdot 0,590) = 0,017 \%$$

Согласно ПУЭ, потери напряжения не должны превышать 5 % [18].

Для остальных линий 10 кВ расчеты аналогичны, результаты сведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11 – Проверка КЛ 10 кВ по потерям напряжения

Участок	Fст,мм ²	го, Ом/км	хо,Ом/км	L,км	R,Ом	X,Ом	ΔU,%
ГПП--ТП-2	95	0,326	0,09	0,047	0,008	0,002	0,017
ТП-2--ТП-1	95	0,326	0,09	0,180	0,029	0,008	0,314
ТП-1--ТП-5	16	1,95	0,11	0,189	0,184	0,010	0,535
ГПП--ТП-7	50	0,63	0,09	0,432	0,136	0,019	0,979
ТП-7--ТП-11	16	1,95	0,11	0,079	0,077	0,004	0,320
ТП-11--ТП-15	16	1,95	0,11	0,147	0,143	0,008	0,274
ГПП--ТП-8	35	0,89	0,1	0,136	0,060	0,007	0,360
ТП-8--ТП-13	25	1,24	0,1	0,254	0,157	0,013	0,793
ТП-13--ТП-12	16	1,95	0,11	0,070	0,069	0,004	0,204
ГПП--ТП-9	25	1,24	0,1	0,228	0,141	0,011	0,622
ТП-9--ТП-14	16	1,95	0,11	0,217	0,211	0,012	0,443
ГПП--ТП-3	35	0,89	0,1	0,041	0,018	0,002	0,101
ГПП--ТП-6	16	1,95	0,11	0,376	0,367	0,021	1,064
ГПП--РУ-1	25	1,24	0,1	0,059	0,037	0,003	0,194
ГПП--РУ-2	25	1,24	0,1	0,151	0,093	0,008	0,484

Потери напряжения не превышают допустимые 5 % [18].

Выбор кабелей 0,38 кВ.

Так как кабель, рассчитанный на номинальное напряжение меньше 1000 В, не выбирают по экономическому сечению, то выбор низковольтного кабеля будем производить по допустимой потере напряжения и длительно допустимому току нагрева. Для каждого сечения кабеля есть длительный допустимый по нагреву ток, сравнивая его и $I_{ав}$, выбираем кабель.

Приведем пример выбора кабеля ТПЗ- РП4. По данному кабелю протекает максимальный ток равный, по формуле (2.28)

$$I_p = \frac{72,33}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 104,4 \text{ А}$$

Выбираем сечение АПвБбШп 4х25 мм², для него Iдоп= 125 А [18].

Находим потери напряжения в линии, по формуле (2.30)

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 104,4 \cdot 0,18 \cdot 100}{380} (1,24 \cdot 0,913 + 0) = 2,82 \%$$

Согласно ПУЭ, потери напряжения не должны превышать 5 % [18].

Выбор кабелей 0,38 кВ сведен в табл. 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор кабелей 0,38 кВ

Участок	N	Spп,кВА	Ip,А	Марка кабеля	Iдоп,А
ТПЗ- РП4	1	72,33	104,4	АПвБбШп 4х25	125
РП4- РП10	1	35,40	51,1	АПвБбШп 4х6	55
ТП12- РП16	1	200,57	289,5	АПвБбШп 4х120	300

Проверка линий 0,38 кВ по потерям напряжения сведена в табл. 2.13.

Таблица 2.13 – Проверка линий 0,38 кВ по потерям напряжения

Участок	Марка кабеля	Iдоп,А	го, Ом/км	L,км	ΔU,%
ТПЗ- РП4	АПвБбШп 4х25	125	1,24	0,18	2,82
РП4- РП10	АПвБбШп 4х6	55	5,05	0,122	2,55
ТП12- РП16	АПвБбШп 4х120	300	0,258	0,123	2,98

Потери напряжения не превышают допустимые 5 % [18].

Схема распределительной сети предприятия показана на рис. 2.2.

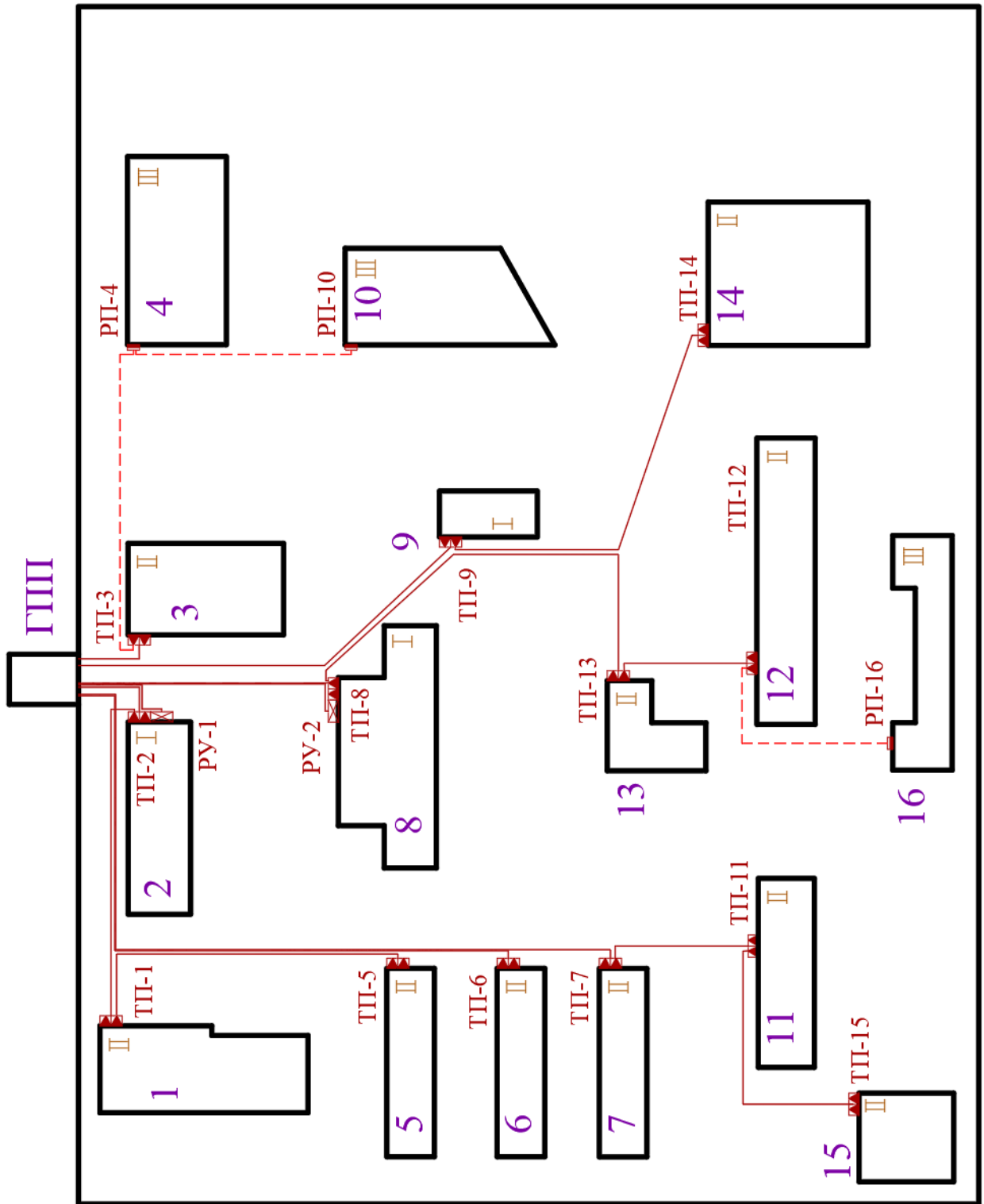


Рисунок 2.2 – Схема распределительной сети предприятия

2.8 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания требуется для выбора и проверки электрооборудования системы электроснабжения. Составляется схема замещения системы электроснабжения. Далее последовательно раздельно складываются активные и индуктивные сопротивления элементов до расчетной точки КЗ. Полное сопротивление находится по формуле:

$$z = \sqrt{(\Sigma r)^2 + (\Sigma x)^2}, \quad (2.31)$$

где Σr – эквивалентное суммарное активное сопротивление, мОм;

Σx – эквивалентное суммарное реактивное сопротивление, мОм.

Величины сопротивлений элементов схемы следуют привести к одному напряжению. В величины Σr и Σx входят приведенные значения сопротивлений. Приведенное сопротивление находится по формуле

$$x' = x \left(\frac{U_{\delta}}{U_n} \right)^2, \quad (2.32)$$

где x – действительное сопротивление участка, мОм;

U_{δ} – среднее напряжение в точке КЗ (базисное), кВ;

U_n – напряжение приводимого участка, кВ.

Для трансформатора приведенное сопротивление равно:

$$x'_m = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{nm}}, \quad (2.33)$$

Приведенное сопротивление линий определяется по формуле

$$x'_{л} = x_0 l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{н\gamma}} \right)^2, \quad (2.34)$$

где x_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{н\gamma}$ – номинальное напряжение приводимого участка (линии), кВ

Схема замещения для расчета токов КЗ (одна секция шин ГПП) показана на рис. 2.3.

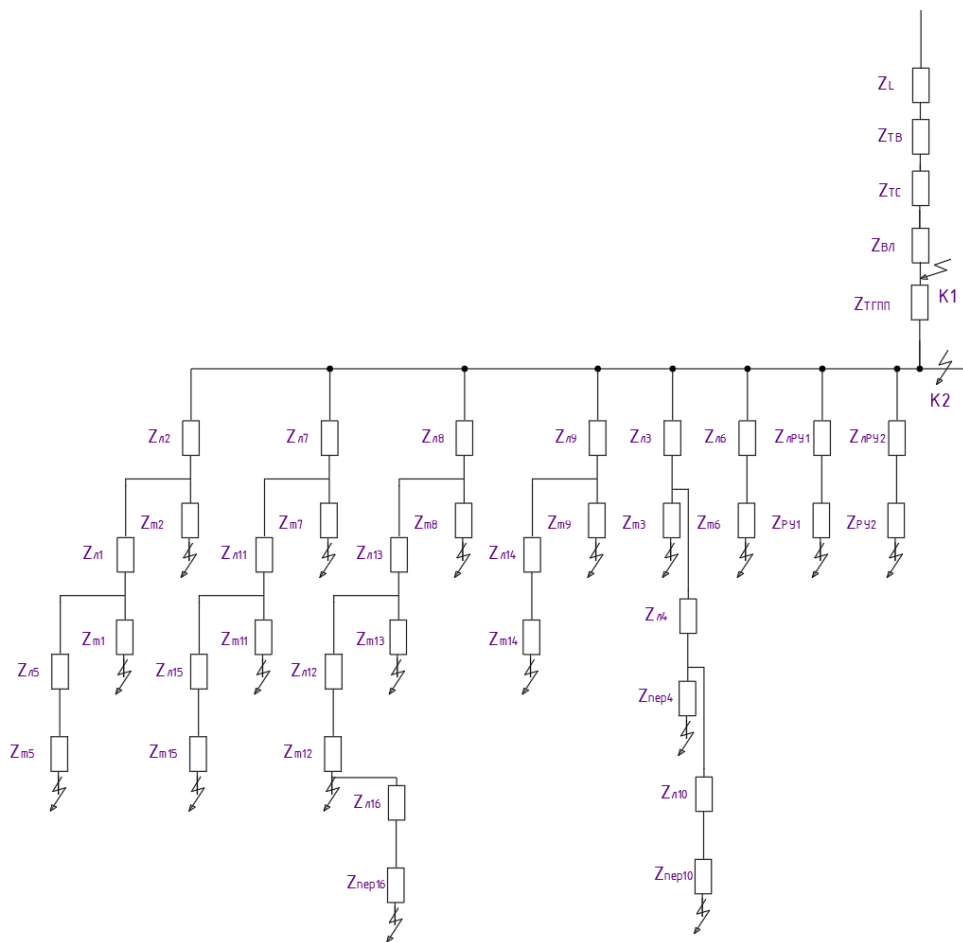


Рисунок 2.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Действующее значение периодической слагающей тока КЗ за первый период находится по формуле

$$I'' = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (2.35)$$

Ударный ток к.з. находится по формуле

$$I_y = I'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \quad (2.36)$$

где κ_y – ударный коэффициент, равный

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}, \quad (2.37)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической слагающей тока КЗ.

$$T_a = \sum X / 314 \sum R, \quad (2.38)$$

Расчёт ведётся в абсолютных единицах. Приведем пример для участка ГПП-ТП2 (точка КЗ, шины НН ТП2).

Активное сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к ступени 10 кВ определим по формуле

$$R_m = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НТ}}^2} \cdot K_m^2, \quad (2.39)$$

где P_{κ} – потери КЗ, кВт;

$U_{\text{НН}}$ – напряжение обмотки НН, кВ;

$S_{\text{НТ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

K_m – коэффициент трансформации.

Активное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.39)

$$R_m = \frac{60000 \cdot 110^2}{10000^2} \cdot (10 / 110)^2 = 0,06 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к ступени 10 кВ определим по формуле

$$Z_m = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \cdot K_m^2, \quad (2.40)$$

Полное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.40)

$$Z_m = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} \cdot (10 / 110)^2 = 1,05 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ГПП определим по формуле

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}, \quad (2.41)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.41)

$$X_m = \sqrt{1,05^2 - 0,06^2} = 1,048 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление трансформатора ТП-2, по формуле (2.39)

$$R_m = \frac{3250 \cdot 10^2}{250^2} = 5,2 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление трансформатора ТП-2, по формуле (2.40)

$$Z_m = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,25} = 18 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ТП-2, по формуле (2.41)

$$X_m = \sqrt{18^2 - 2,5^2} = 17,233 \text{ Ом}$$

Приводим сопротивления ВЛ 110 кВ к напряжению 10 кВ по формуле (2.32)

$$R_{вл} = 2574 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 21,27 \text{ мОм}$$

$$X_{вл} = 2664 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 22,02 \text{ мОм}$$

Эквивалентное активное сопротивление определяется по формуле

$$\Sigma r = R_{ВЛ} + R_{м.ГПП} + R'_{(ГПП-ТП)} + R_{м.ТП}, \quad (2.42)$$

Проведем расчет по формуле (2.42)

$$\Sigma r = 21,27 + 60 + 7,59 + 5200 = 5310,653 \text{ мОм}$$

Эквивалентное реактивное сопротивление определяется по формуле

$$\Sigma x = X_{ВЛ} + X_{м.ГПП} + X'_{(ГПП-ТП)} + X_{м.ТП}, \quad (2.43)$$

Проведем расчет по формуле (2.43)

$$\Sigma x = 22,02 + 1048 + 2,09 + 17233 = 17263,132 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление, по формуле (2.31)

$$z = \sqrt{5310,653^2 + 17263,132^2} = 18061,527 \text{ мОм}$$

Периодическая слагающая тока КЗ за первый период, по формуле (2.35)

$$I'' = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 18061,527} = 3,516 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания аperiodической слагающей, по (2.38)

$$T_a = 17263,132 / (314 \cdot 5310,653) = 0,0104$$

Ударный коэффициент, по формуле (2.37)

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,0104}} = 1,381$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период, по формуле (2.36)

$$I_y = 3,516 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,381 - 1)^2} = 3,993 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' \quad (2.44)$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,516 = 3,045 \text{ кА}$$

Остальные участки рассчитываются аналогично. Расчет приведённых сопротивлений линий сведен в табл. 2.14.

Таблица 2.14 – Расчет приведённых сопротивлений линий

Участок	n	L,км	R'(10),мОм	X'(10),мОм
ГПП--ТП-2	2	0,047	7,59	2,09
ТП-2--ТП-1	2	0,180	29,38	8,11
ТП-1--ТП-5	2	0,189	184,45	10,40
ГПП--ТП-7	2	0,432	136,03	19,43
ТП-7--ТП-11	2	0,079	77,26	4,36
ТП-11--ТП-15	2	0,147	142,92	8,06
ГПП--ТП-8	2	0,136	60,38	6,78
ТП-8--ТП-13	2	0,254	157,21	12,68
ТП-13--ТП-12	2	0,070	68,56	3,87
ГПП--ТП-9	2	0,228	141,24	11,39
ТП-9--ТП-14	2	0,217	211,49	11,93
ГПП--ТП-3	2	0,041	18,07	2,03
ГПП--ТП-6	2	0,376	366,97	20,70
ГПП--РУ-1	2	0,059	36,85	2,97
ГПП--РУ-2	2	0,151	93,34	7,53
ВЛ 110 кВ	2	12,000	21,27	22,02

Расчет приведённых сопротивлений трансформаторов сведен в табл. 2.15.

Таблица 2.15 – Расчет приведенных сопротивлений трансформаторов

Место	Марка	Рк.Вт	Uкз,%	R'(10),Ом	X'(10),Ом	Z'(10),Ом
ТП-1	ТМГ12-1600/10	16000	6	0,625	3,698	3,750
ТП-2	ТМГ12-250/10	3250	4,5	5,200	17,233	18,000
ТП-3	ТМГ12-1000/10	10500	5,5	1,050	5,399	5,500
ТП-5	ТМГ12-630/10	6750	5,5	1,701	8,563	8,730
ТП-6	ТМГ12-630/10	6750	5,5	1,701	8,563	8,730
ТП-7	ТМГ12-630/10	6750	5,5	1,701	8,563	8,730
ТП-8	ТМГ12-160/10	2350	4,5	9,180	26,585	28,125
ТП-9	ТМГ12-400/10	4600	4,5	2,875	10,876	11,250
ТП-11	ТМГ12-400/10	4600	4,5	2,875	10,876	11,250
ТП-12	ТМГ12-630/10	6750	5,5	1,701	8,563	8,730
ТП-13	ТМГ12-400/10	4600	4,5	2,875	10,876	11,250
ТП-14	ТМГ12-400/10	4600	4,5	2,875	10,876	11,250
ТП-15	ТМГ12-400/10	4600	4,5	2,875	10,876	11,250
ГПП	ГДН-10000/110	60000	10,5	0,060	1,048	1,050

Расчет токов КЗ сведен в табл. 2.16.

Таблица 2.16 – Расчет токов короткого замыкания

место КЗ	Zсум,мОм	Rсум,мОм	Xсум,мОм	I" ,кА	Ta	Ky	Iy,кА	I ⁽²⁾ кз,кА
ГПП--ТП-2	18061,527	5310,653	17263,132	3,516	0,0104	1,381	3,993	3,045
ТП-2--ТП-1	22702,426	1315,719	22664,267	2,798	0,0549	1,833	4,324	2,423
ТП-1--ТП-5	25908,450	1917,980	25837,359	2,451	0,0429	1,792	3,681	2,123
ГПП--ТП-7	25889,129	1859,206	25822,284	2,453	0,0442	1,798	3,698	2,124
ТП-7--ТП-11	25897,622	1924,874	25825,988	2,452	0,0427	1,791	3,681	2,124
ТП-11--ТП-15	44826,419	9321,341	43846,555	1,417	0,0150	1,513	1,750	1,227
ГПП--ТП-8	28315,827	3113,476	28144,135	2,243	0,0288	1,707	3,171	1,942
ТП-8--ТП-13	28916,796	4024,835	28635,324	2,196	0,0227	1,643	2,969	1,902
ТП-13--ТП-12	29872,252	4173,190	29579,316	2,126	0,0226	1,642	2,872	1,841
ГПП--ТП-9	28321,104	3167,758	28143,387	2,243	0,0283	1,702	3,161	1,942
ТП-9--ТП-14	29112,593	3224,341	28933,487	2,182	0,0286	1,705	3,080	1,889
ГПП--ТП-3	28347,625	3323,236	28152,157	2,240	0,0270	1,690	3,131	1,940
ГПП--ТП-6	17258,396	118,115	17257,991	3,680	0,4653	1,979	6,284	3,187
ГПП--РУ-1	17279,140	234,611	17277,548	3,676	0,2345	1,958	6,190	3,183
ГПП--РУ-2	17170,601	141,270	17170,020	3,699	0,3871	1,974	6,298	3,203
Точка К2(шины 10 кВ ГПП)	9832,057	786,120	9800,580	6,460	0,0397	1,777	9,600	5,594
Точка К1(ОРУ 110 кВ ГПП)	8161,634	676,120	8133,580	7,782	0,0383	1,770	11,507	6,739

2.9 Выбор электрооборудования ГПП

2.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Приведем критерии выбора выключателей.

По напряжению установки: $U_H \geq U_{уст}$;

По номинальному току: $I_H \geq I_{max p}$;

По отключающей способности: $I_{отк} \geq I_{пт}$;

По электродинамической стойкости: $I_{дин} \geq I_{уд}$;

По термической стойкости: $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$.

Приведем критерии выбора разъединителей.

По напряжению установки: $U_H \geq U_{уст}$;

По номинальному току: $I_H \geq I_{max p}$;

По электродинамической стойкости: $I_{дин} \geq I_{уд}$;

По термической стойкости: $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$.

Расчетное значение теплового импульса к.з. B_K определяется по формуле

$$B_K = (I'')^2 \cdot t_{кз} \quad (2.45)$$

где I'' – периодическая слагающая тока к.з. за первый период, кА;

$t_{кз}$ – расчетное время к.з. (время срабатывания защиты и отключения выключателя), с. Определяется по формуле

$$t_m = t_{выкл} + t_{рз} \quad (2.46)$$

где $t_{выкл}$ – время отключения выключателя (паспортная величина), с;

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты. Для современной микропроцессорной РЗ принимается равным 0,1 с [1].

Например, для места установки на стороне 110 кВ: расчетное время к.з. определяется по формуле (2.47)

$$t_m = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с}$$

Расчетное значение теплового импульса к.з. определяется по формуле (2.48)

$$B_K = 7,785^2 \cdot 0,125 = 7,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор выключателей и разъединителей сведён в табл. 2.17.

Таблица 2.17 – Выбор выключателей и разъединителей

Место установки	Расчетные данные		Выключатель	Каталожные данные		Разъединитель	Каталожные данные	
С высшей стороны ГПП	$U_{уст}$, кВ.	110	ВВБ-110/2000	U_H , кВ	110	РНДЗ-110/1000	$U_{уст}$, кВ.	110
	$I_{max p.}$, А	57,6		I_H , А	2000		$I_{max p.}$, А	1000
	$I_{нт}$, кА	7,782		$I_{отк}$, кА	31,5		$I_{нт}$, кА	40
	$I_{уд}$, кА	11,507		$i_{дш}$, кА	90		$I_{уд}$, кА	50
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² /с	7,57		$I_{дш}$, кА	36		$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² /с	2500
На вводе РУ 10 кВ и между секциями шин	$U_{уст}$, кВ.	10	ВВ/TEL-10/20-630 У1	U_H , кВ	10			
	$I_{max p.}$, А	597,06		I_H , А	630			
	$I_{нт}$, кА	6,46		$I_{отк}$, кА	20			
	$I_{уд}$, кА	9,6		$i_{дш}$, кА	80			
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² /с	5,17		$I_{дш}$, кА	31,5			
На фидерах РУ 10 кВ	$U_{уст}$, кВ.	10	ВВ/TEL - 10/20-630 У1	U_H , кВ	10	РВ-10/400	$U_{уст}$, кВ.	10
	$I_{max p.}$, А	173,17		I_H , А	630		$I_{max p.}$, А	400
	$I_{нт}$, кА	6,46		$I_{отк}$, кА	20		$I_{нт}$, кА	20
	$I_{уд}$, кА	9,6		$i_{дш}$, кА	80		$I_{уд}$, кА	50
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² /с	5,17		$I_{дш}$, кА	31,5		$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл}$, кА ² /с	3600
			$I_T^2 \cdot t_T$, кА ² /с	3600				

2.9.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираются ограничители перенапряжения серии ОПН. Для защиты трансформатора со стороны 110 кВ устанавливаем ОПН-110/88/10/450-У1. Со стороны 10 кВ устанавливаем ОПН-10/11,5-10/400-У1.

2.9.3 Выбор шин 10 кВ

Выбираю прямоугольные шины АД31 50x5 мм. Проводим проверку:

- по длительно допустимому току: $I_{\text{доп}} = 665 \text{ А} > I_{\text{max p}} = 597.06 \text{ А}$
- по электродинамической стойкости: расчетное напряжение в материале шин определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot I_y^2 \cdot l^2}{a \cdot b \cdot h^2 / 6}, \quad (2.49)$$

где l – длина шины, м;

a и b – высота и ширина шины, м;

h – расстояние между шинами, м.

Проводим расчет по формуле (2.49)

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 9,6^2 \cdot 2^2}{0,05 \cdot 0,005 \cdot 0,6^2 / 6} = 0,29 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа} > \sigma_{\text{расч}} = 0,29 \text{ МПа}$$

- проверка на механический резонанс: собственная частота колебания определяется по формуле

$$f_c = 5,02 \cdot 10^5 \cdot b / l^2, \quad (2.50)$$

Проводим расчет по формуле (2.50)

$$f_c = 5,02 \cdot 10^5 \cdot 0,05 / 2^2 = 1237 \text{ Гц}$$

$f_c > 200$ Гц, резонанс невозможен.

2.9.4 Выбор изоляторов 10 кВ

Выбор осуществляется:

- по номинальному напряжению: $U_H \geq U_{уст.}$
- по допустимой нагрузке: $F_{доп} \geq F_{расч}$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется по формуле

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (2.51)$$

где K_h – коэффициент на высоту шин;

$H_{из}$ – высота опорного изолятора, м.

Коэффициент на высоту шин определяется по формуле

$$K_h = (H_{из} + b + h / 2) / H_{из}, \quad (2.52)$$

где b – толщина шинодержателя, мм;

h – высота шины, мм.

Выбираю изоляторы ИОЭЛ 10-8-098-00.

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН};$$

$$U_H = 10 \text{ кВ};$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм}.$$

Проводим расчет по формуле (2.52)

$$K_h = (120 + 5 + 100 / 2) / 120 = 1,458$$

Расчетная нагрузка на изолятор, по формуле (2.51)

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 9,6^2 / 0,12 = 538,2 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,538 \text{ кН}$$

2.9.5 Выбор трансформаторов тока

На фидерах, КРУ устанавливаем ТПЛК10 - 30...200/5 – 0,5/РУЗ (в зависимости от номинальной нагрузки), на шинных и секционных выключателях ТПЛК10 - 600/5 – 0,5 /РУЗ. на высшей стороне трансформатора ГПП ТФНД-110 – 100/5-0,5.

1) Шинные и секционный выключатели:

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 9,6 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 \cdot t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 5,17 \text{ кА}^2/\text{с}$

2) Отходящие линии:

Динамическая стойкость : $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 9,6 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 \cdot t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 5,17 \text{ кА}^2/\text{с}$

3) Высшая сторона трансформатора ГПП

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 42 \text{ кА} > i_{уд} = 11,507 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 \cdot t_T = 3600 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 7,57 \text{ кА}^2/\text{с}$

2.9.6 Выбор трансформаторов напряжения

Каждый трансформатор рассчитывается на мощность всех приборов присоединений данной секции. Выбираю трансформатор напряжения НАМИ – 10 – 200. Определяем нагрузку трансформатора (табл. 2.18).

Таблица 2.18 – Нагрузка трансформаторов напряжения

№ п.п.	Приборы	Кол-во	Нагрузка, Вт	cosφ	Нагрузка ТН		
					P, Вт	Q, вар	S, ВА
1	Вольтметр Э335	4	2	1	8,00	0,00	8,00
2	Счетчик ЦЭ6803В	12	2,5	0,38	30,00	73,03	78,95
3	Счетчик ЦЭ6811	3	2,5	0,38	7,50	18,26	19,74
	Итого :				45,50	91,28	106,7

$$S_{ном.} = 200 \text{ ВА.} > S_{приб.} = 106,7 \text{ ВА.}$$

Трансформатор напряжения обеспечивает класс точности 0,5.

2.9.7 Выбор ячеек КРУ

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

В нормальном режиме максимальный рабочий ток равен:

$$I_{норм} = \frac{10343,048}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 298,587 \text{ А}$$

В режиме аварийной нагрузки максимальный рабочий ток равен:

$$I_{норм} = \frac{10343,048}{\sqrt{3} \cdot 10} = 597,174 \text{ А}$$

Выбираем современное оборудование КРУ серии «КРУ-ЧЭАЗ-70/10» на номинальный ток 630 А, производства АО «ЧЭЗ».

2.9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

На ГПП устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд [17].
Нагрузки собственных нужд ГПП показаны в табл. 2.19.

Таблица 2.19 – Нагрузки собственных нужд ГПП

Вид потребителя	Нагрузка, кВт
Охлаждение трансформаторов	7,25
Подогрев КРУ	2,7
РПН	3,3
Наружное освещение ОРУ	3
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ	7
Связь и телемеханика	8,7

Суммарная активная нагрузка СН:

$$\sum P = 2 \cdot 7,25 + 2,7 \cdot 24 + 3,3 \cdot 2 + 3 + 7 + 8,7 = 104,6 \text{ кВт}$$

Суммарная полная нагрузка СН рассчитывается по формуле

$$\sum S = \sum P / \cos \varphi, \quad (2.53)$$

Проводим расчет по формуле (2.53)

$$\sum S = 104,6 / 0,98 = 106,734 \text{ кВА}$$

С учётом параллельной работы, мощность ТСН рассчитывается по формуле:

$$S_{ТСН} \geq \sum S / 1,4, \quad (2.54)$$

Проводим расчет по формуле (2.54)

$$S_{ТСН} \geq 106,734 / 1,4 = 76,23 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформаторы ТМГ12–100/10.

2.10 Релейная защита и автоматика

Для защиты силовых трансформаторов ГПП выбираем терминалы Сириус-Т. Для защиты блоков КЛ 10 кВ-трансформатор цеховой ТП выбираем терминалы Сириус-2-Л. Схема релейной защиты силовых трансформаторов ГПП на терминале Сириус-Т показана на рисунке 2.4.

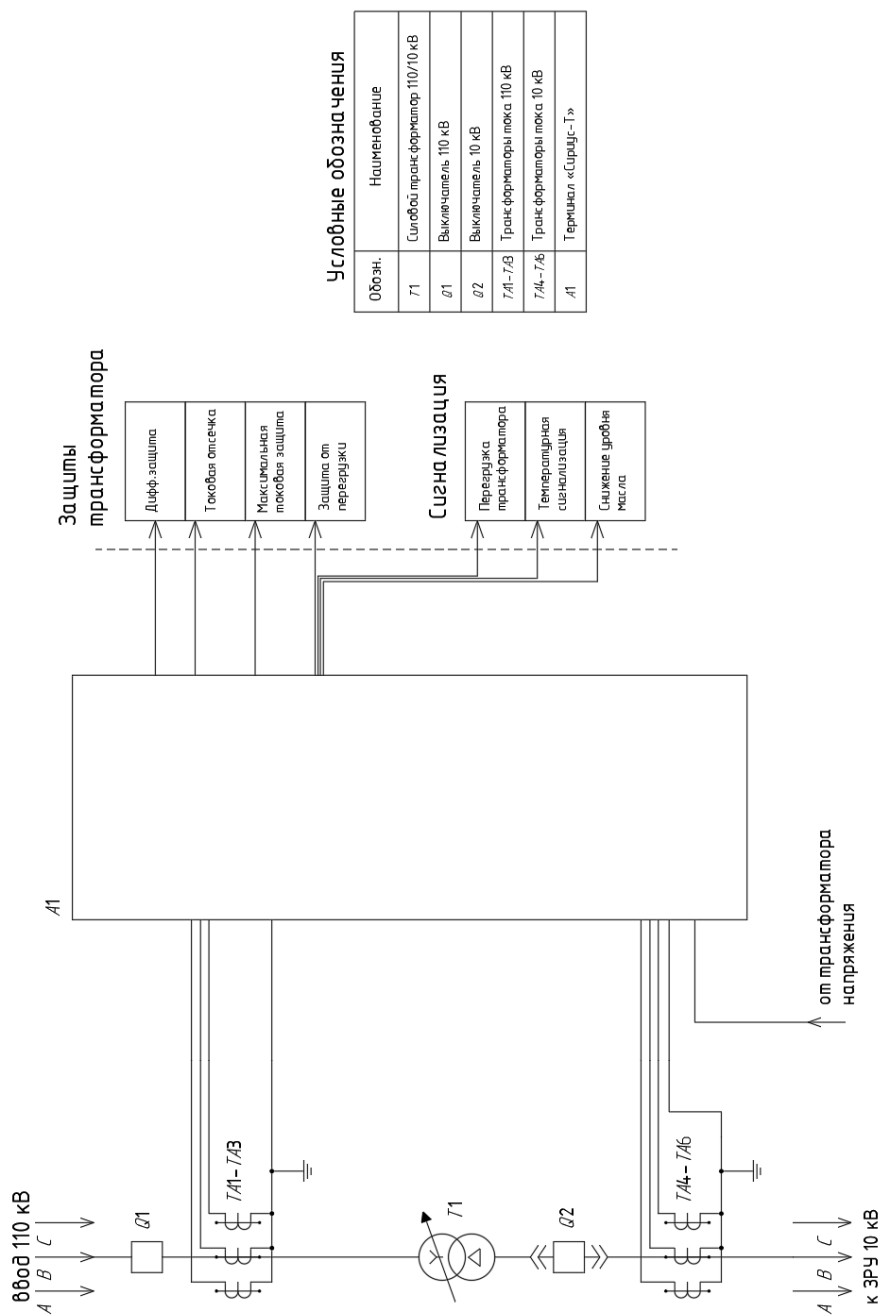


Рисунок 2.4 – Схема релейной защиты силовых трансформаторов ГПП

Схема релейной защиты блоков КЛ 10 кВ-трансформатор цеховой ТП на терминале Сириус-2-Л показана на рисунке 2.5.

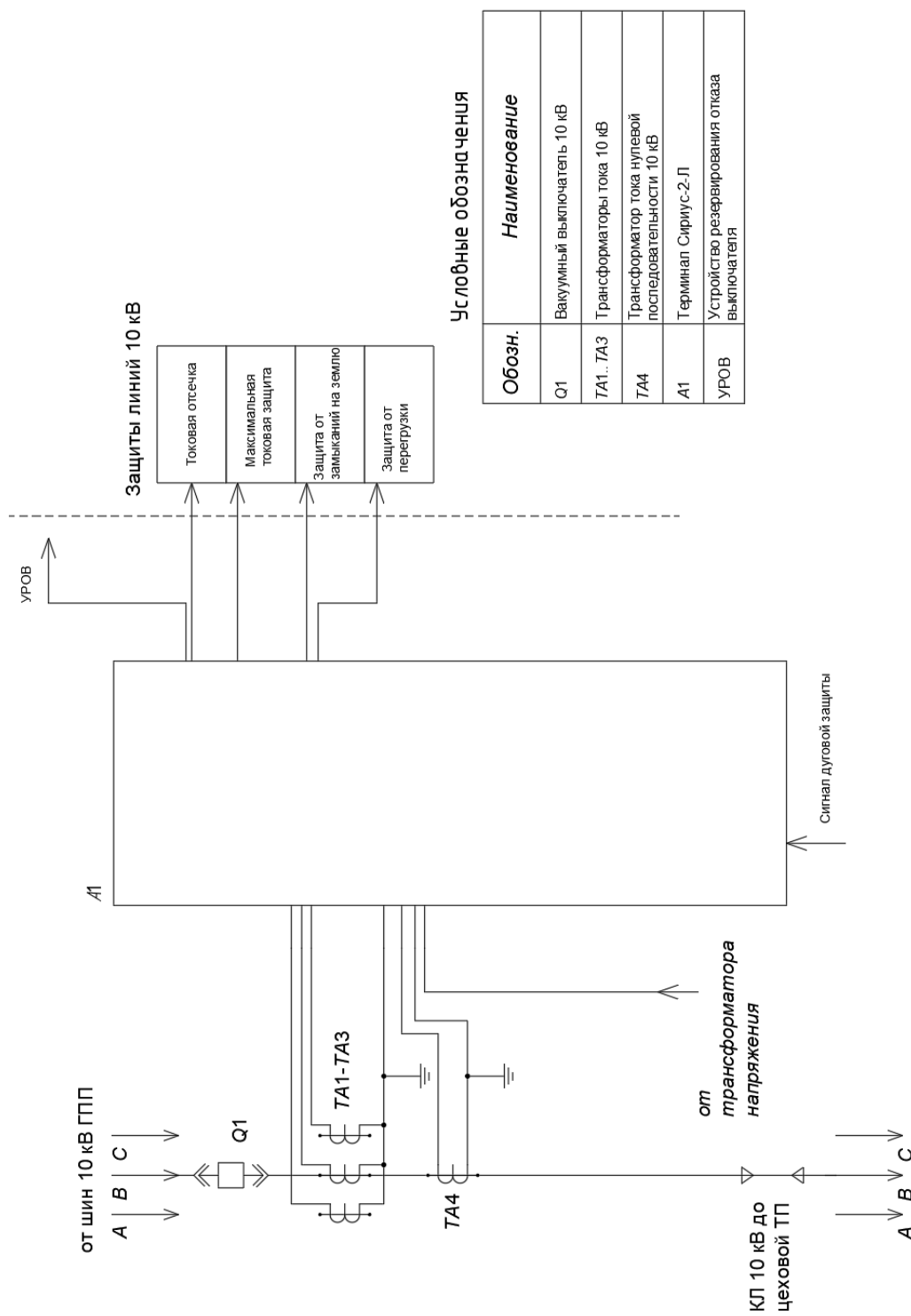


Рисунок 2.5 – Схема релейной защиты блоков КЛ 10 кВ-трансформатор цеховой ТП

3 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

Проведем расчет заземляющего устройства цеховой ТП.

Намечаю расположение вертикальных электродов по контуру. Максимально допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом, согласно ПУЭ [18]. Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом·м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (3.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта (известняк), 2000 Ом·м;

K_c – коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pv} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{ph} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики заземляющего устройства

Параметры вертикального электрода (сталь угловая)		Параметры горизонтального электрода (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм ²	
3	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{\text{овз}}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{\text{овз}} = \frac{\rho_{\text{ps}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (3.2)$$

где l – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода d (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (3.3)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{овз}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_{\text{н}} \quad (3.4)$$

где $R_{\text{н}}$ – требуемое сопротивление контура заземления, Ом.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2$$

Полученное число округляем до ближайшего большего значения $n=16$ шт. Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (3.5)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;

n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{пер} / n \quad (3.6)$$

где $l_{пер}$ – периметр здания, м.

Периметр здания ТП:

$$l_{пер} = 2 \cdot (9,3 + 7) = 32,6 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 32,6 / 16 = 2,04 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы:

$$l_z = 1,05 \cdot 2,04 \cdot 16 = 34,27 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтального заземлителя $R_{зз}$ (Ом) по формуле:

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (3.7)$$

где l – длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального заземлителя d (м) из стальной полосы $50 \cdot 5$ мм определяется по формуле:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (3.8)$$

где b – ширина полосы, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для горизонтального заземлителя.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 28,98} \cdot \ln \left(\frac{34,27^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,757 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{cp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (3.9)$$

где η_6 – коэффициент использования вертикальных электродов;

η_2 – коэффициент использования горизонтальных электродов.

Для 16 вертикальных электродов, при контурном заземлении, коэффициент использования электродов: $\eta_e = 0,51$; $\eta_e = 0,3$ [13].

$$R_{ep} = \frac{60,962 \cdot 2,757}{60,962 \cdot 0,51 \cdot 16 + 2,757 \cdot 0,3} = 3,792 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление контура заземления меньше допустимого согласно ПУЭ значения 4 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 16 вертикальных электродов длиной 3 м из угловой стали 50x50 мм, расстояние между вертикальными электродами 2,04 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50x5 мм.

Молниезащита ТП.

В данном случае используется подстанции серии 2КТПН-ПК в металлическом корпусе и с металлической кровлей. Согласно руководству по эксплуатации, данный тип КТПН не требует дополнительных мер по молниезащите ввиду полностью металлического корпуса, соединенного с контуром заземления [21].

Заключение

Разработанная система электроснабжения предприятия имеет следующую структуру. ГПП предприятия получает питание от ЛЭП 110 кВ по двухцепной ВЛ длиной 12 км напряжением 110 кВ, выполненной проводом АС-70/11. На ГПП установлены два силовых трансформатора ТДН-10000/110. В состав ГПП входит ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ. Питание цеховых КТПН осуществляется по кабельным линиям 10 кВ, проложенным в траншеях, марка кабеля АПвП. Питание маломощных потребителей осуществляется установкой там РП-0,4кВ, подключенного к ближайшей цеховой ТП по КЛ-0,4 кВ, марка кабелей АПвБШп. Для цеховых КТПН выбраны энергоэффективные силовые трансформаторы марки ТМГ12.

Расчетные нагрузки электроприемников определены по методу коэффициента использования. Расчетная нагрузка в целом по предприятию составила 10965,73 кВА.

Согласно полученным нагрузкам потребителей рассчитана схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, выбрано электрооборудование.

По результатам расчета токов короткого замыкания произведены выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП. Релейная защита выполнена на современных микропроцессорных терминалах серии Сириус.

Проведен расчет заземления цеховой подстанции. Контур заземления состоит из 16 вертикальных электродов длиной 3 м из угловой стали 50х50 мм, расстояние между вертикальными электродами 2,04 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50х5 мм.

В итоге следует отметить, что разработанная система электроснабжения отвечает современным требованиям безопасности, надежности и энергоэффективности.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - Москва : Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Долин П.А. Справочник по технике безопасности / П.А. Долин. - Москва : Энергоатомиздат, 2015. 240 с.
3. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В / Г.Н. Дубинский. - Москва : Солон-Пресс, 2017. 538 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В / Г.Н. Дубинский. - Москва : Солон-Пресс, 2017. 400 с.
5. Кнорринг Т.М. Справочная книга для проектирования электроосвещения. – Санкт-Петербург : Энергия, 2018. 573 с.
6. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – Санкт-Петербург : Лань, 2016. 192 с.
7. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам / И.П. Копылов. - Москва : Энергоатомиздат, 2016. 337 с.
8. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие / С.В. Можаяева. – Санкт-Петербург: Лань, 2017. 208 с.
9. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. - Москва: Лань, 2012. 400 с.
10. Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учеб. Для техникумов ж.-д. трансп. / В.С. Почаевец. - Москва : Энергоатомиздат, 2018. 512 с.
11. Свириденко Э. А. Основы электротехники и электроснабжения / Э.А. Свириденко, Ф.Г. Китунович. – Москва : Техноперспектива, 2016. 436 с.
12. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва : РадиоСофт, 2018. 328 с.
13. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика / А.Д. Смирнов - Москва : Энергоатомиздат, 2018. 553 с.

14. Стромилова Н.А. Организация, планирование и управление энергетикой / Н.А. Стомилова - Москва: Лань, 2015. 130 с.
15. Твердохлебов К.И. Рекомендации выбору проектных решений при раз-работке подстанций 10...500 кВ.: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / К.И. Твердохлебов. - Москва : Лань, 2016. 205 с.
16. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин, В.В. Прокопчик. - Минск : Высшая школа, 2018. 352 с.
17. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменова - Москва : Энергоатомиздат, 2016. 330 с.
18. Правила устройства электроустановок, издание 7 : официальное издание : утв. Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. N 204. - Москва : Моркнига, 2019. 584 с.
19. Проектная документация. Электроснабжение завода железобетонных изделий ООО "ТД ЗЖБК". - Тольятти, 2019. 208 с.
20. Проектирование электроснабжения : [сайт]. - URL : <http://220blog.ru/> (дата обращения: 01.05.2020).
21. Школа электрика : [сайт]. - URL : <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 03.05.2020).