

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 группы цехов приборостроительного завода

Студент

Н.Н. Минигалиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2020

Аннотация

Выпускная квалификационная работа (бакалаврская работа) 60 с., 4 рисунка, 28 таблиц, 23 источника.

Ключевые слова: электроснабжение, электрооборудование, нагрузка, мощность, кабель, линия, ток короткого замыкания, релейная защита и автоматика.

Объектом исследования является система электроснабжения группы цехов приборостроительного завода.

Цель работы – разработка проекта системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Рассчитываются электрические нагрузки потребителей и компенсация реактивной мощности. Проводится выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и цеховых ТП, типа подстанции цеховых ТП, выбор и проверка нового оборудования системы электроснабжения. Для проверки выбора проводников и оборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Величины токов и напряжений не превышают допустимых значений, определённых для выбранного типа оборудования.

Релейная защита и автоматика выполнены на основе современных микропроцессорных терминалов «Seram».

Проведен расчет основных экономических показателей системы электроснабжения.

Список использованных сокращений

ВН	Высокое напряжение
ГПП	Главная понизительная подстанция
КЗ	Короткое замыкание
КЛ	Кабельная линия
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
НН	Низкое напряжение
ОПН	Ограничитель перенапряжения нелинейный
ПС	Подстанция
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РЗА	Релейная защита и автоматика
РП	Распределительный пункт
РУНН	Распределительное устройство низкого напряжения
СПЭ	Сшитый полиэтилен
ТП	Трансформаторная подстанция

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристики предприятия и потребителей электроэнергии.....	6
2 Расчетно-технологическая часть	9
2.1 Определение расчетных нагрузок потребителей.....	9
2.2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия	12
2.3 Картограмма электрических нагрузок	15
2.4 Компенсация реактивной мощности на ТП 10/0,4 кВ и выбор трансформаторов ТП	19
2.5 Компенсация реактивной мощности на ГПП.....	23
2.6 Расчет и выбор трансформаторов ГПП	28
2.7 Расчет схемы внутреннего электроснабжения.....	29
2.8 Расчет токов короткого замыкания	34
2.9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП.....	42
2.9.1 Выбор выключателей и разъединителей	42
2.9.2 Выбор ограничителей перенапряжения.....	44
2.9.3 Выбор шин 10 кВ	44
2.9.4 Выбор изоляторов 10 кВ.....	45
2.9.5 Выбор трансформаторов тока.....	46
2.9.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	47
2.9.7 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ)	48
2.9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	49
2.10 Релейная защита и автоматика	50
3 Экономический раздел	52
Заключение	58
Список используемых источников.....	59

Введение

В настоящее время вопрос качественного и надежного электроснабжения предприятий является очень актуальным ввиду того, что основной технологический процесс невозможен без нормальной работы системы электроснабжения.

В данной работе рассчитывается проект системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Объектом исследования является система электроснабжения группы цехов приборостроительного завода.

Предметом исследования является выбор схем и электрооборудования.

Цель работы заключается в разработке проекта системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности. Для этого необходимо рассчитать нагрузки на силовое электрооборудование и коммутационные аппараты в нормальном и в аварийном (короткие замыкание) и произвести выбор оборудования, коммутационных и защитных аппаратов для предлагаемого варианта схемы электроснабжения.

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. Использовались работы Дубинского Г.Н., Конюховой Е.А., Полуяновича Н. К., Федорова А.А. и других авторов.

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

1 Характеристики предприятия и потребителей электроэнергии

Основной специализацией производства приборостроительного завода является производство электротехнических аналоговых и цифровых измерительных приборов. Характеристики производственных участков как потребителей электроэнергии предприятия представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристики потребителей электроэнергии предприятия

N п/п	Наименование участков	Кол-во эл.пр.	Р уст, кВт		Ки
			эп, Рном	\sum Рном	
1	Цех мультиметров	53	10...80	1050	0,3
2	Цех пластмасс	105	1...100	2600	0,35
3	Цех изоляции	37	6...55	570	0,33
4	Биржа сырья	32	10...40	800	0,4
5	Цех цифровых приборов №1	41	2,8...40	1200	0,45
6	Механический цех	50	1...55	980	0,35
7	Испытательный цех	35	1...30	630	0,4
8	Насосная	8	40...100	450	0,8
9	Сборочный цех	63	1...30	1600	0,3
10	Цех обработки и хранения корпусов	12	1...15	75	0,3
11	Материальный склад	7	1...15	50	0,2
12	Компрессорная	10	10...40	250	0,65
13	Заводоуправление	23	0,8...10	110	0,4
14	Силовая	30	1...40	280	0,8
15	Гараж	25	4,5...28	300	0,2
16	Цех цифровых приборов №2	55	1...50	1200	0,3

Например, для цеха мультиметров количество электроприемников: 53 шт; установленная активная мощность ($P_{уст}$) для одного электроприемника: от 10 до 80 кВт; суммарная установленная активная мощность электроприемников: 1050 кВт; средний коэффициент использования (K_i) активной мощности электроприемников: 0,3.

Источник питания ГПП предприятия – шины 110 кВ подстанции энергосистемы ПС 110/35/10 кВ. Расстояние от ПС энергосистемы до ГПП предприятия составляет 6,9 км [19]. Схема генерального плана предприятия представлена на рисунке 1.1. Размеры территории: 340x230 м.

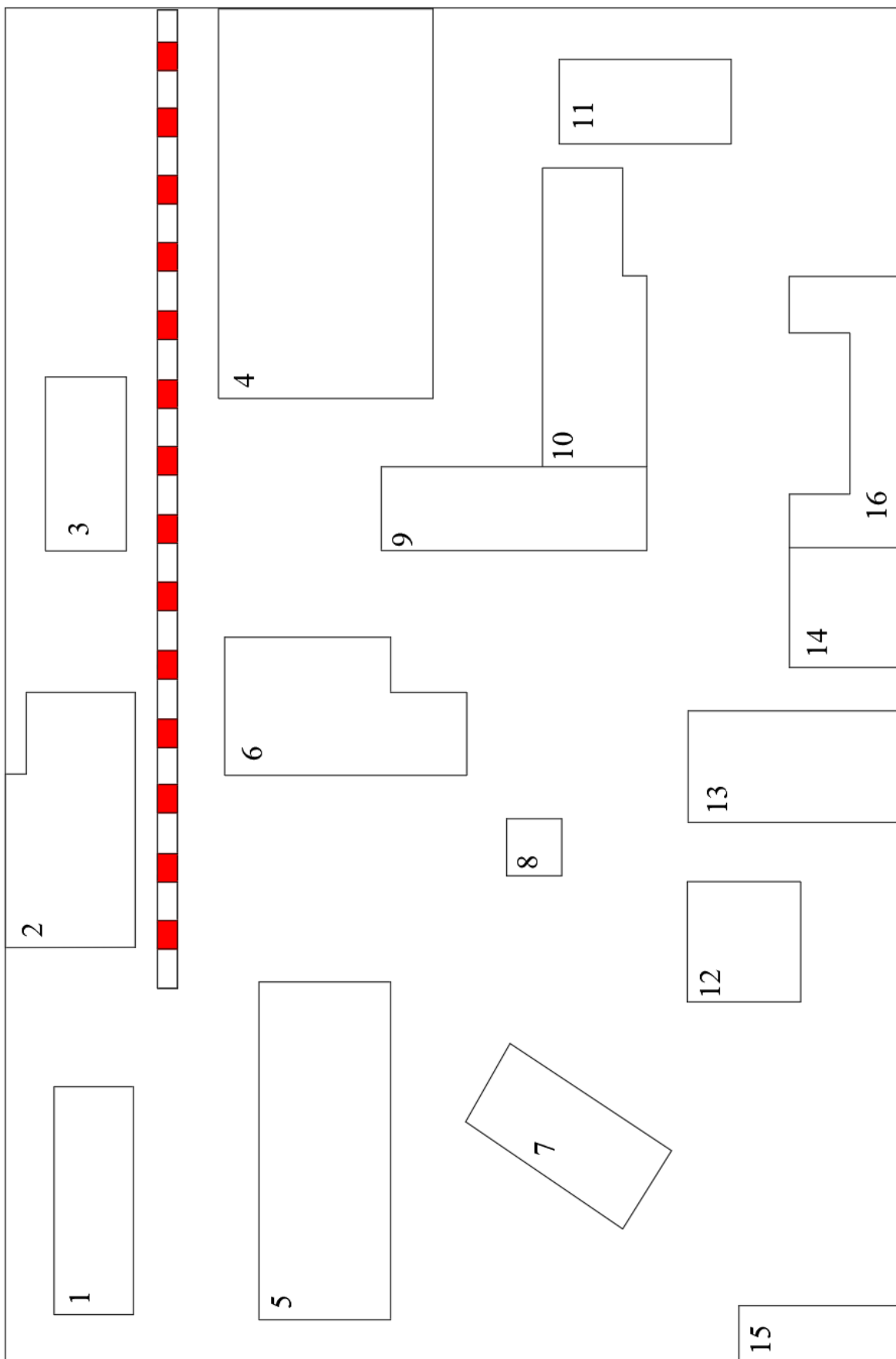


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

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

№ п/п	Наименование участков	Категория по надежности электроснабж.	Условия производственной среды
1	Цех мультиметров	2	Нормальная
2	Цех пластмасс	2	Пожароопасная
3	Цех изоляции	2	Пожароопасная
4	Биржа сырья	2	Нормальная
5	Цех цифровых приборов №1	2	Нормальная
6	Механический цех	2	Нормальная
7	Испытательный цех	2	Пожароопасная
8	Насосная	1	Влажная
9	Сборочный цех	2	Нормальная
10	Цех обработки и хранения корпусов	3	Пыльная
11	Материальный склад	3	Пыльная
12	Компрессорная	1	Влажная
13	Заводоуправление	3	Нормальная
14	Силовая	1	Нормальная
15	Гараж	3	Пыльная, пожароопасная
16	Цех цифровых приборов №2	2	Нормальная

Далее для выбора оборудования схемы электроснабжения необходимо провести расчет нагрузок потребителей предприятия.

2 Расчетно-технологическая часть

2.1 Определение расчетных 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

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

где $tg\varphi$ – 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 производственным участкам предприятия в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные данные по производственным участкам предприятия

N п/п	Наименование участков	Кол-во эл.пр.	P уст, кВт		m	cosφ	tgφ	Ки
			эп, Pном	ΣPном				
1	Цех мультиметров	53	10...80	1050	8	0,8	0,75	0,3
2	Цех пластмасс	105	1...100	2600	100	0,8	0,75	0,35
3	Цех изоляции	37	6...55	570	9,17	0,6	1,04	0,33
4	Биржа сырья	32	10...40	800	4	0,8	0,75	0,4
5	Цех цифровых приборов №1	41	2,8...40	1200	14,29	0,8	0,75	0,45
6	Механический цех	50	1...55	980	55	0,8	0,75	0,35
7	Испытательный цех	35	1...30	630	30	0,8	0,75	0,4

8	Насосная	8	40...100	450	2,5	0,8	0,75	0,8
9	Сборочный цех	63	1...30	1600	30	0,8	0,75	0,3
10	Цех обработки и хранения корпусов	12	1...15	75	15	0,8	0,75	0,3
11	Материальный склад	7	1...15	50	15	0,8	0,75	0,2
12	Компрессорная	10	10...40	250	4	0,8	0,75	0,65
13	Заводоуправление	23	0,8...10	110	12,5	0,8	0,75	0,4
14	Силовая	30	1...40	280	40	0,8	0,75	0,8
15	Гараж	25	4,5...28	300	6,222	0,8	0,75	0,2
16	Цех цифровых приборов №2	55	1...50	1200	50	0,7	1,02	0,3

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

Цех мультиметров (№1 на генплане): $P_{\max}=80$ кВт, $P_{\min}=10$ кВт, $\sum P_{\text{ном}}=1050$ кВт; $K_{\text{и}}=0,3$; $\cos\varphi=0,8$; тогда $\text{tg}\varphi=0,75$.

Средняя активная мощность рассчитывается по формуле (2.1):

$$P_{\text{cp}} = 0,3 \cdot 1050 = 315 \text{ кВт}$$

Средняя реактивная мощность рассчитывается по формуле (2.2)

$$Q_{\text{cp}} = 315 \cdot 0,75 = 236,25 \text{ квар}$$

Эффективное число электроприемников по формуле (2.7)

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 1050}{80} = 26$$

Из справочных данных для $n_{\text{э}}=26$ и $K_{\text{и}}=0,3$: коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{р}}= 1,28$ [6]. Определим расчетные мощности без учета осветительной нагрузки. Расчетная активная мощность определяется по формуле (2.4)

$$P_{\text{р}} = 1,28 \cdot 315 = 403,2 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность определяется по формуле (2.5)

$$Q_p = 1 \cdot 236,25 = 236,25 \text{ квар}$$

Расчетная полная мощность определяется по формуле (2.3)

$$S_p = \sqrt{403,2^2 + 236,25^2} = 467,32 \text{ кВА}$$

Для остальных потребителей результаты расчетов сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок предприятия

N п/п	Наименование участков	Среднесменные мощности			пэ	Кр	Максимальные мощности		
		Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар	S _{ср} , кВА			Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Цех мультиметров	315	236,25	393,75	26,3	1,28	403,20	236,25	467,32
2	Цех пластмасс	910	682,50	1137,50	52	1,16	1055,60	682,50	1257,02
3	Цех изоляции	188,1	194,80	270,79	20,7	1,37	257,081	194,8	322,55
4	Биржа сырья	320	240,00	400,00	32	1,19	380,80	240,00	450,12
5	Цех цифровых приборов №1	540	405,00	675,00	41	1,17	631,80	405,00	750,46
6	Механический цех	343	257,25	428,75	35,6	1,21	415,03	257,25	488,29
7	Испытательный цех	252	189,00	315,00	35	1,21	304,92	189,00	358,74
8	Насосная	360	270,00	450,00	8	1,08	388,80	297,00	489,26
9	Сборочный цех	480	360,00	600,00	63	1,14	547,20	360,00	655,00
10	Цех обработки и хранения корпусов	22,5	16,88	28,13	10	1,6	36,00	16,88	39,76
11	Материальный склад	10	7,50	12,50	7	2,1	21,00	8,25	22,56
12	Компрессорная	162,5	121,88	203,13	10	1,2	195,00	134,06	236,64
13	Заводоуправление	44	33,00	55,00	22	1,24	54,56	33,00	63,76
14	Силовая	224	168,00	280,00	14	1,07	239,68	168,00	292,70
15	Гараж	60	45,00	75,00	21,4	1,5	90,00	45,00	100,62
16	Цех цифровых приборов №2	360	367,27	514,29	48	1,16	254,95	367,27	447,09
Σ							5275,62	3634,26	6406,25

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

Цех мультиметров (№1 на генплане): $F = 1226,65 \text{ м}^2$, $P_0 = 3,8 \text{ Вт/м}^2$,
 $K_{co} = 0,85$.

Активная мощность освещения определяется по формуле (2.8)

$$P_{po} = 3,8 \cdot 0,85 \cdot 1226,65 = 3,962 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность освещения определяется по формуле (2.9)

$$Q_{po} = 3,962 \cdot 0,88 = 3,487 \text{ квар}$$

Полная активная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку:

$$P_p' = 403,2 + 3,962 = 407,162 \text{ кВт}$$

Полная реактивная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку:

$$Q_p' = 236,25 + 3,487 = 239,737 \text{ квар}$$

Полная нагрузка цеха, включая осветительную нагрузку будет равна

$$S_p' = \sqrt{407,162^2 + 239,737^2} = 472,498 \text{ кВА}$$

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 _{co}	P _{po} , кВт	P _{p'} (P _p +P _{po}), кВт	Q _{p'} (Q _p +Q _{po}), квар	S _{p'} , кВА
1	Цех мультиметров	1226,65	3,8	0,85	3,962	407,162	239,737	472,498
2	Цех пластмасс	1784,22	3,8	0,95	6,441	1062,041	688,168	1265,506
3	Цех изоляции	892,11	3,8	0,95	3,221	260,302	197,634	326,827
4	Биржа сырья	5550,9	3,8	0,85	17,929	398,729	255,778	473,717
5	Цех цифровых приборов №1	2973,7	3,8	0,95	10,735	642,535	414,447	764,603
6	Механический цех	1895,73	3,8	0,95	6,844	421,874	263,272	497,282
7	Испытательный цех	1127,53	3,8	0,95	4,070	308,990	192,582	364,092
8	Насосная	198,25	3,6	1	0,714	389,514	297,628	490,207
9	Сборочный цех	1530,21	3,8	0,95	5,524	552,724	364,861	662,290
10	Цех обработки и хранения корпусов	1905,02	3,8	0,95	6,877	42,877	22,927	48,622
11	Материальный склад	885,91	2,2	0,6	1,169	22,169	9,279	24,033
12	Компрессорная	842,55	3,6	0,95	2,882	197,882	136,598	240,450

13	Заводуправление	1585,97	4,4	0,8	5,583	60,143	37,913	71,095
14	Силовая	895,21	3,6	0,95	3,062	242,742	170,694	296,749
15	Гараж	619,52	3,6	1	2,230	92,230	46,963	103,498
16	Цех цифровых приборов №2	1579,78	3,8	0,95	5,703	260,653	372,292	454,468
	Итого	25493,3			86,945	5362,57	3710,77	6521,269
	Территория	53421,2	0,2	1	10,684	10,684	9,402	
Σ						5373,251	3720,175	6535,405

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	Sp,кВА	Sp*X _i ,кВА	Sp*Y _i ,кВА
1	Цех мультиметров	42,24	209,44	472,498	19958,3	98960,0
2	Цех пластмасс	135,5	211,2	1265,506	171476,1	267275,0
3	Цех изоляции	227	209,44	326,827	74189,8	68450,7
4	Биржа сырья	292,2	149,6	473,717	138420,0	70868,0
5	Цех цифровых приборов №1	54,56	147,84	764,603	41716,7	113038,9
6	Механический цех	163,7	154,88	497,282	81405,1	77019,1
7	Испытательный цех	56,32	82,72	364,092	20505,7	30117,7
8	Насосная	128,5	93,28	490,207	62991,7	45726,6
9	Сборочный цех	214,7	103,84	662,290	142193,6	68772,2
10	Цех обработки и хранения корпусов	249,9	80,96	48,622	12150,6	3936,4
11	Материальный склад	316,8	65,12	24,033	7613,6	1565,0
12	Компрессорная	105,6	40,48	240,450	25391,5	9733,4
13	Заводоуправление	149,6	40,48	71,095	10635,8	2877,9
14	Силовая	197,1	12,32	296,749	58489,2	3655,9
15	Гараж	5,28	21,12	103,498	546,5	2185,9
16	Цех цифровых приборов №2	237,6	33,44	454,468	107981,7	15197,4
Итого				6535,4	975666,0	879380,1
Координаты ЦЭН		X ₀ , м	Y ₀ , м			
		149,3	104,6			

Далее рассчитываем картограмму нагрузок. Приведем пример расчёта. Цех мультиметров (№1 на генплане). Расчетная мощность $S_p= 472,498$ кВА, мощность освещения $S_{oc}=5,28$ кВА принимаем масштаб $m=0,5$, тогда радиус окружности, по формуле (2.10):

$$R = \sqrt{\frac{472,498}{0,5 \cdot 3,14}} = 17,35 \text{ м}$$

Доля осветительной нагрузки, по формуле (2.11):

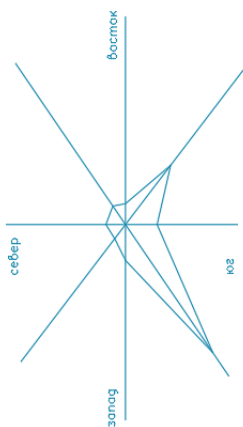
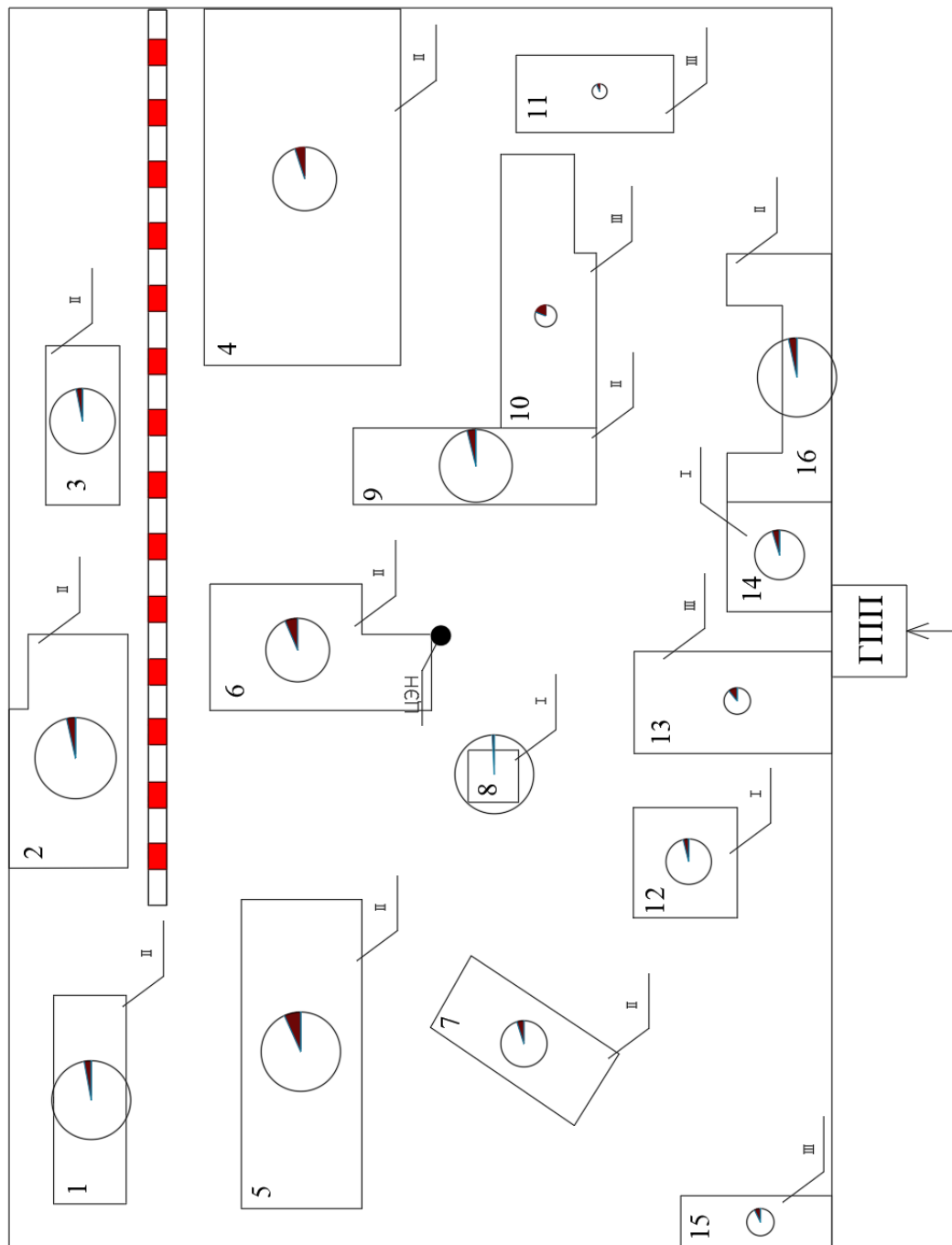
$$\alpha = 360 \cdot 5,28 / 472,498 = 4,0^\circ$$

Расчёты по картограмме нагрузок сведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет картограммы нагрузок

№;	Наименование ЭП	S_p ,кВА	R,м	m	α	S_{oc} ,кВА
1	Цех мультиметров	472,498	17,35	0,5	4,0	5,28
2	Цех пластмасс	1265,506	28,39	0,5	2,4	8,59
3	Цех изоляции	326,827	14,43	0,5	4,7	4,29
4	Биржа сырья	473,717	17,37	0,5	18,2	23,91
5	Цех цифровых приборов №1	764,603	22,07	0,5	6,7	14,31
6	Механический цех	497,282	17,80	0,5	6,6	9,12
7	Испытательный цех	364,092	15,23	0,5	5,4	5,43
8	Насосная	490,207	17,67	0,5	0,7	0,95
9	Сборочный цех	662,290	20,54	0,5	4,0	7,37
10	Цех обработки и хранения корпусов	48,622	5,57	0,5	67,9	9,17
11	Материальный склад	24,033	3,91	0,5	23,4	1,56
12	Компрессорная	240,450	12,38	0,5	5,8	3,84
13	Заводоуправление	71,095	6,73	0,5	37,7	7,44
14	Силовая	296,749	13,75	0,5	5,0	4,08
15	Гараж	103,498	8,12	0,5	10,3	2,97
16	Цех цифровых приборов №2	454,468	17,01	0,5	6,0	7,60

Далее строим картограмму нагрузок (рис. 2.1).





 Силловая и осветительная нагрузка
 Категория

Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок

2.4 Компенсация 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

$$S_o = \frac{S_{см}}{\beta \cdot N}, \quad (2.12)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}, \quad (2.13)$$

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

$$Q_{0,4} = Q_p - Q_1, \quad (2.14)$$

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 нескомпенсированная реактивная мощность на стороне 0,4 кВ по формуле

$$Q_{НН} = Q_p - Q_{БК}, \quad (2.15)$$

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 ($S_p = S_{ркомп.}; Q_{НН} = Q_p$).

Пример выбора трансформаторов:

ТП-1 (Цех мультиметров), активные, реактивные и полные нагрузки соответственно $P_p = 407,162$ кВт, $Q_p = 239,737$ квар, $S_p = 472,498$ 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 (2.12)

$$S_o = \frac{472,498}{0,7 \cdot 2} = 337,50 \text{ кВА}$$

Выбираю энергоэффективные трансформаторы ТМГ12-400/10.

Для остальных ТП расчеты аналогичны и сведены в табл. 2.4.

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	Sn.т, кВА
ТП-1	1	Цех №1	0,7	2	407,162	239,737	472,498	337,50	400
ТП-2	2	Цех №2	0,7	2	1062,041	688,168	1265,506	903,93	1000
ТП-3	3	Цех №3	0,7	2	260,302	197,634	326,827	233,45	250
ТП-4	4	Цех №4	0,7	2	398,729	255,778	473,717	338,37	400
ТП-5	5	Цех №5	0,7	2	642,535	414,447	764,603	546,14	630
ТП-6	6	Цех №6	0,7	2	421,874	263,272	497,282	355,20	400
ТП-7	7,15	Цех №7	0,7	2	401,221	239,545	467,290	333,78	400
ТП-8	8	Цех №8	0,7	2	389,514	297,628	490,207	350,15	400
ТП-9	9,10,11	Цех №9	0,7	2	617,771	397,067	734,372	524,55	630
ТП-12	12,13, освещ. терр	Цех №12	0,7	2	268,708	183,913	325,620	232,59	250
ТП-14	14	Цех №14	0,7	2	242,742	170,694	296,749	211,96	250
ТП-16	16	Цех №16	0,7	2	260,653	372,292	454,468	324,62	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 (2.13)

$$Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 407,162^2} = 384,47 \text{ квар}$$

Мощность, подлежащая компенсации, определяется по формуле (2.14)

$$Q_{0,4} = 239,737 - 384,47 = -144,74 \text{ квар}$$

Так как расчетное значение $Q_{0,4}$ отрицательно, то компенсация не требуется. Следовательно, расчетное значение полной мощности после компенсации остается неизменным: $S_{p.комп.} = 472,498$ кВА. Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы определяется по формуле

$$K_3 = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.} \cdot N}, \quad (2.15)$$

Произведем расчет по формуле (2.15)

$$K_3 = \frac{472,498}{400 \cdot 2} = 0,59$$

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле

$$K_n = \frac{S_{p.комп.}}{S_{н.т.}}, \quad (2.16)$$

Произведем расчет по формуле (2.16)

$$K_n = \frac{472,498}{400} = 1,18$$

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	384,47	-144,74	0	472,498	0,59	1,18
ТП-2	912,18	-224,01	0	1265,506	0,63	1,27
ТП-3	233,97	-36,34	0	326,827	0,65	1,31
ТП-4	393,21	-137,43	0	473,717	0,59	1,18
ТП-5	604,21	-189,77	0	764,603	0,61	1,21
ТП-6	368,27	-105,00	0	497,282	0,62	1,24
ТП-7	390,67	-151,12	0	467,290	0,58	1,17
ТП-8	402,34	-104,71	0	490,207	0,61	1,23
ТП-9	629,51	-232,44	0	734,372	0,58	1,17
ТП-12	224,27	-40,35	0	325,620	0,65	1,30
ТП-14	252,14	-81,45	0	296,749	0,59	1,19
ТП-16	495,64	-123,35	0	454,468	0,57	1,14

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 Компенсация реактивной мощности на ГПП

Выбор компенсирующих устройств осуществляется с учетом потерь мощности в ТП 10/0,4 кВ. Для предварительных расчетов принимаем трансформаторы для ГПП марки ТМН-4000/110, 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	Sn.тр, кВА	Sp,кВА	Pp, кВт	Qp,квар	Марка т-ров	Ixx,%	Uкз,%	ΔPxx, Вт	ΔPкз, Вт
ТП-1	2	400	472,50	407,2	239,7	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-2	2	1000	1265,51	1062,0	688,2	ТМГ12-1000/10	0,6	5,5	1100	10500
ТП-3	2	250	326,83	260,3	197,6	ТМГ12-250/10	0,9	4,5	425	3250
ТП-4	2	400	473,72	398,7	255,8	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600

ТП-5	2	630	764,60	642,5	414,4	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-6	2	400	497,28	421,9	263,3	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-7	2	400	467,29	401,2	239,5	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-8	2	400	490,21	389,5	297,6	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600
ТП-9	2	630	734,37	617,8	397,1	ТМГ12-630/10	0,7	5,5	800	6750
ТП-12	2	250	325,62	268,7	183,9	ТМГ12-250/10	0,9	4,5	425	3250
ТП-14	2	250	296,75	242,7	170,7	ТМГ12-250/10	0,9	4,5	425	3250
ТП-16	2	400	454,47	260,7	372,3	ТМГ12-400/10	0,8	4,5	630	4600

Потери активной мощности в силовых трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + n \cdot \Delta P_{xx}, \quad (2.17)$$

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

$$\Delta Q_m = \frac{U_{\kappa}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_n^2} + \frac{n \cdot I_{xx}}{100} \cdot S_n, \quad (2.18)$$

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 (2.17)

$$\Delta P_m = \frac{4,6}{2} \cdot \frac{472,5^2 + 407,2^2}{400^2} + 2 \cdot 0,63 = 4,47 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ТП-1, по формуле (2.18)

$$\Delta Q_m = \frac{4,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{472,5^2 + 407,2^2}{400^2} + \frac{2 \cdot 0,8}{100} \cdot 400 = 18,96 \text{ квар}$$

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

Таблица 2.9 – Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП

№ ТП	n	S _{н.тр} , кВА	S _p ,кВА	P _p , кВт	Q _p ,квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар	P _p +ΔP, кВт	Q _p +ΔQ, квар
ТП-1	2	400	472,50	407,2	239,7	4,47	18,96	411,63	258,69
ТП-2	2	1000	1265,51	1062,0	688,2	10,61	56,04	1072,65	744,21
ТП-3	2	250	326,83	260,3	197,6	3,63	14,11	263,93	211,75
ТП-4	2	400	473,72	398,7	255,8	4,49	19,02	403,22	274,80
ТП-5	2	630	764,60	642,5	414,4	6,57	34,34	649,11	448,79
ТП-6	2	400	497,28	421,9	263,3	4,81	20,31	426,69	283,58
ТП-7	2	400	467,29	401,2	239,5	4,40	18,68	405,62	258,23
ТП-8	2	400	490,21	389,5	297,6	4,71	19,92	394,23	317,55
ТП-9	2	630	734,37	617,8	397,1	6,19	32,36	623,96	429,43
ТП-12	2	250	325,62	268,7	183,9	3,61	14,04	272,32	197,96
ТП-14	2	250	296,75	242,7	170,7	3,14	12,43	245,88	183,12
ТП-16	2	400	454,47	260,7	372,3	4,23	18,02	264,88	390,31
Σ				5373,25	3720,18	60,85	278,23	5434,10	3998,41

Реактивная мощность нагрузки всех потребителей определяется по формуле

$$Q_{10} = \sum Q_{HH} + \sum \Delta Q_m, \quad (2.19)$$

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 (2.19)

$$Q_{10} = 3720,18 + 278,23 = 3998,41 \text{ квар}$$

Активная мощность нагрузки всех потребителей:

$$P_{\text{сумм}} = \sum P_p + \sum \Delta P_m, \quad (2.20)$$

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 (2.20)

$$P_{\text{сумм}} = 5373,25 + 60,85 = 5434,10 \text{ кВт}$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{10}}{P_{\text{сумм}}}, \quad (2.21)$$

$\text{tg}\varphi$ нагрузки ГПП, по формуле (2.21)

$$\text{tg}\varphi = \frac{3998,41}{5434,10} = 0,736$$

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

$$Q_{\text{ку}} / 2 = \frac{Q_{10} + \Delta Q_T - Q_{\text{сисст}} - Q_c}{c}, \quad (2.22)$$

где c – количество секций шин;

Q_{10} – реактивная мощность, определенная по (2.19), квар;

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

Q_c – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями (в данном случае отсутствуют), квар;

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

Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП предварительно можно рассчитать по формуле (2.18)

$$\Delta Q_T = \frac{7,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{5434,1^2 + 3998,41^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 1,0}{100} \cdot 4000 = 611,2 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, получаемая из энергосистемы:

$$Q_{сист} = \alpha \cdot \sum P_p, \quad (2.23)$$

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

Итого, требуемая мощность компенсирующих устройств (на одну секцию шин 10 кВ ГПП) по формуле (2.22)

$$Q_{ку} / 2 = \frac{3998,407 + 611,2 - 0,33 \cdot 5373,25}{2} = 1707,54 \text{ квар}$$

Выбираю две батареи КРМ УК 56-10,5-1750-У1 мощностью по 1750 квар каждая, На каждую секцию шин приходится по одной батарее по 1750 квар. Таким образом, нагрузка ГПП с учётом всех потерь и компенсирующих устройств равна:

$$Q_{pk} = 3997,407 - 2 \cdot 1750 = 498,407 \text{ квар}$$

$$P_{pk} = P_{сумм} = 5434,101 \text{ кВт}$$

2.6 Расчет и выбор трансформаторов ГПП

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

$$S_p = \sqrt{(k_{рма} \cdot P_{pk})^2 + (k_{рмр} \cdot Q_{pk})^2}, \quad (2.24)$$

где $k_{рма}$ и $k_{рмр}$ – коэффициенты разновременности максимумов активных и реактивных нагрузок, равные 0,9 для предприятий приборостроительной промышленности [14].

Общая расчётная нагрузка предприятия, по формуле (2.24)

$$S_p = \sqrt{(0,9 \cdot 5434,101)^2 + (0,9 \cdot 498,407)^2} = 4911,219 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке на ГПП два трансформатора ТМН-4000-110.

Коэффициент аварийной перегрузки, по формуле (2.16)

$$K_n = \frac{4911,219}{4000} = 1,228$$

Коэффициент аварийной перегрузки не превышает допустимое согласно ПУЭ значение 1,4 [18]. Таким образом, окончательно принимаем к установке на ГПП два трансформатора ТМН-4000-110.

Потери активной мощности в трансформаторах ГПП, окончательно, по формуле (2.17)

$$\Delta P_m = \frac{33,5}{2} \cdot \frac{(0,9 \cdot 5434,101)^2 + (0,9 \cdot 498,407)^2}{4000^2} + 2 \cdot 6,7 = 69,6 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, окончательно, по формуле (2.18)

$$\Delta Q_m = \frac{10,5}{2 \cdot 100} \cdot \frac{(0,9 \cdot 5434,101)^2 + (0,9 \cdot 498,407)^2}{4000^2} + \frac{2 \cdot 1,0}{100} \cdot 4000 = 583,0 \text{ квар}$$

Мощность предприятия с учетом потерь в трансформаторах ГПП

$$S_p = \sqrt{(4890,69 + 69,6)^2 + (448,57 + 583,0)^2} = 5066,38 \text{ кВА}$$

2.7 Расчет схемы внутреннего электроснабжения

Внутреннее электроснабжение 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, марка кабелей АПвП (10 кВ). Питание РП 0,4 кВ осуществляется по КЛ 0,4 кВ, марка кабелей АПвБбШп (1 кВ). Электроснабжение участков 1 и 2-ой категории надежности электроснабжения обеспечивается по двухцепным кабельным линиям; 3-ей категории – по одноцепным [19].

Выбор кабелей 10 кВ.

Проанализировав специальную литературу, а также сравнив имеющиеся предложения рынка для кабельных линий 10 кВ выбираем марку кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена АПвП [9]. Для линий 0,38 кВ

выбираем марку кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена АПвББШп. Кабели прокладываются в траншеях под землей.

Схема прокладки кабельных линий распределительной сети показана на рисунке 2.2.

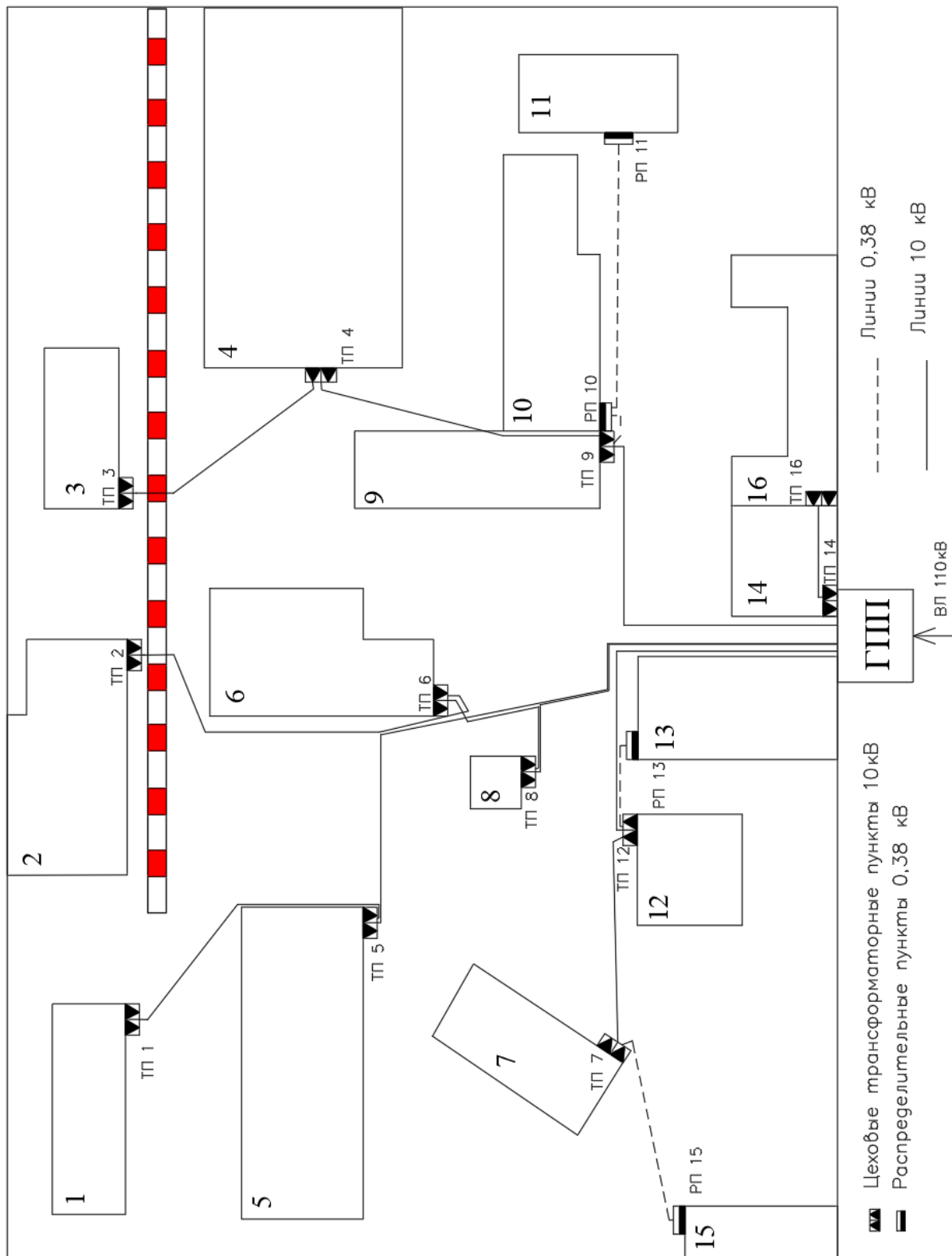


Рисунок 2.2 – Схема прокладки кабельных линий распределительной сети

Рассмотрим пример расчётов участка сети ГПП-ТП5.

Максимальный рабочий ток линии определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (2.25)$$

где S_p - максимальная расчетная мощность участка, кВА;

n – число цепей.

$$I_p = \frac{1275,32}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 36,82 \text{ А}$$

Экономически выгодное сечение провода определяется по формуле

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (2.26)$$

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

Экономическая плотность тока для кабелей с алюминиевыми жилами, проложенных в земле равна 1,4, тогда, по формуле (2.26)

$$F_{\text{эк}} = \frac{36,82}{1,4} = 26,3 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АПвП 3х25. Максимальный аварийный ток в данном кабеле равен удвоенному рабочему, $I_{\text{ав}} = 73,63 \text{ А}$, допустимый ток кабеля равен $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$ [18]. С учетом поправочного коэффициента 0,85 для нескольких рядом лежащих кабелей (6 в одной траншее) $I'_{\text{доп}} = 76,5 \text{ А}$, следовательно выбранный кабель подходит.

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

Таблица 2.10 – Выбор кабелей линий 10 кВ

Участок	N	Sм,кВА	Ip,А	Iав,А	Fэк,мм ²	Fст,мм ²	n	Kпопр.	Iдоп,А	I"доп,А
ГПП--ТП-5	2	1275,32	36,82	73,63	26,30	25	6	0,85	90	76,5
ТП-5--ТП-1	2	486,17	14,03	28,07	10,02	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-12	2	817,50	23,60	47,20	16,86	16	6	0,85	75	63,75
ТП-12--ТП-7	2	480,84	13,88	27,76	9,91	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-8	2	2324,08	67,09	134,18	47,92	70	6	0,85	165	140,25
ТП-8--ТП-6	2	1817,87	52,48	104,95	37,48	50	6	0,85	140	119
ТП-6--ТП-2	2	1305,54	37,69	75,38	26,92	25	6	0,85	90	76,5
ГПП--ТП-9	2	1583,77	45,72	91,44	32,66	35	6	0,85	115	97,75
ТП-9--ТП-4	2	826,32	23,85	47,71	17,04	16	6	0,85	75	63,75
ТП-4--ТП-3	2	338,37	9,77	19,54	6,98	16	6	0,85	75	63,75
ГПП--ТП-14	2	778,28	22,47	44,93	16,05	16	6	0,85	75	63,75
ТП-14--ТП-16	2	471,70	13,62	27,23	9,73	16	6	0,85	75	63,75

Находим потери напряжения в линии ГПП-ТП5 по формуле

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (2.27)$$

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.

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 73,63 \cdot 0,276 \cdot 100}{10000} (1,24 \cdot 0,847 + 0,1 \cdot 0,532) = 0,268 \%$$

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	N	Fст,мм ²	го, Ом/км	хо,Ом/км	L,км	R,Ом	X,Ом	ΔU,%
ГПП--ТП-5	2	25	1,24	0,1	0,276	0,171	0,014	0,268
ТП-5--ТП-1	2	16	1,95	0,11	0,129	0,126	0,007	0,245
ГПП--ТП-12	2	16	1,95	0,11	0,141	0,137	0,008	0,450
ТП-12--ТП-7	2	16	1,95	0,11	0,093	0,091	0,005	0,174
ГПП--ТП-8	2	70	0,443	0,09	0,162	0,036	0,007	0,334
ТП-8--ТП-6	2	50	0,63	0,09	0,051	0,016	0,002	0,117
ТП-6--ТП-2	2	25	1,24	0,1	0,153	0,095	0,008	0,495
ГПП--ТП-9	2	35	0,89	0,1	0,147	0,065	0,007	0,414
ТП-9--ТП-4	2	16	1,95	0,11	0,129	0,126	0,007	0,416
ТП-4--ТП-3	2	16	1,95	0,11	0,105	0,102	0,006	0,139
ГПП--ТП-14	2	16	1,95	0,11	0,003	0,003	0,000	0,009
ТП-14--ТП-16	2	16	1,95	0,11	0,063	0,061	0,003	0,116

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 ТП7- РП15. По данному кабелю протекает максимальный ток равный, по формуле (2.25)

$$I_p = \frac{103,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 149,4 \text{ A}$$

Выбираем сечение АПвБШп 4х50 мм², для него $I_{доп}$ = 180 А [18].

Находим потери напряжения в линии, по формуле (2.26)

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 149,4 \cdot 0,108 \cdot 100}{380} (0,62 \cdot 0,842 + 0) = 1,29 \%$$

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	Sp,кВА	Ip,А	Марка кабеля	Идоп,А
ТП7- РП15	1	103,50	149,4	АПвБбШп 4х50	180
ТП9- РП10	1	72,65	104,9	АПвБбШп 4х25	125
РП10- РП11	1	24,03	34,7	АПвБбШп 4х4	42
ТП12- РП13	1	71,10	102,6	АПвБбШп 4х25	125

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	N	Марка кабеля	го, Ом/км	L,км	R,Ом	ΔU,%
ТП7- РП15	1	АПвБбШп 4х50	0,62	0,108	0,0670	1,29
ТП9- РП10	1	АПвБбШп 4х25	1,24	0,009	0,0112	0,10
РП10- РП11	1	АПвБбШп 4х4	7,49	0,162	1,2134	2,28
ТП12- РП13	1	АПвБбШп 4х25	1,24	0,039	0,0484	0,40

Потери напряжения не превышают допустимые 5 % [18].

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:

$$z = \sqrt{(\Sigma r)^2 + (\Sigma x)^2}, \quad (2.28)$$

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

$$x' = x \left(\frac{U_{\sigma}}{U_n} \right)^2, \quad (2.29)$$

где x – действительное сопротивление участка, мОм;

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

U_n – напряжение приводимого участка, кВ.

Для трансформатора приведенное сопротивление равно:

$$x'_m = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{nm}}, \quad (2.30)$$

Приведенное сопротивление электрических линий определяется по формуле

$$x'_l = x_0 l \cdot \left(\frac{U_{\sigma}}{U_{ny}} \right)^2, \quad (2.31)$$

где x_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{ny} – номинальное напряжение приводимого участка (линии), кВ

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

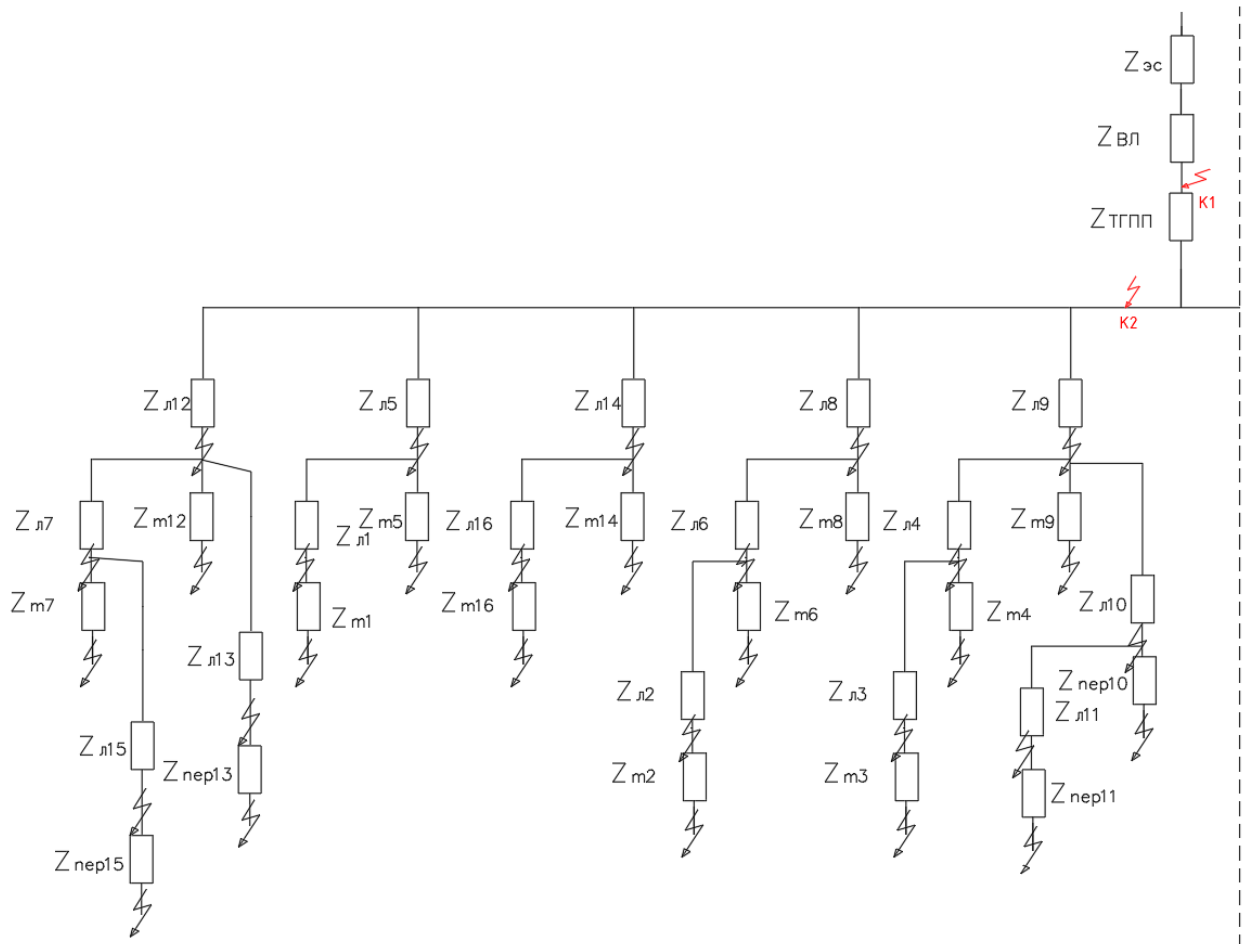


Рисунок 2.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Действующее значение периодической слагающей тока КЗ за первый период: (сверхпереходный ток) находится по формуле

$$I'' = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (2.32)$$

Ударный ток к.з. находится по формуле

$$I_y = I'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}, \quad (2.33)$$

где κ_y – ударный коэффициент, равный

$$\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.34)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической слагающей тока КЗ.

$$T_a = \sum X / 314 \sum R, \quad (2.35)$$

Расчёт ведётся в абсолютных единицах. Приведем пример для участка ГПП-ТП5 (точка КЗ, шины НН ТП5).

Активное сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к ступени 10,5 кВ определим по формуле

$$R_m = \frac{P_\kappa \cdot U_{HH}^2}{S_{HT}^2} \cdot K_m^2, \quad (2.36)$$

где P_κ – потери короткого замыкания, кВт;

U_{HH} – напряжение обмотки низкого напряжения, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

K_m – коэффициент трансформации.

Активное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.36)

$$R_m = \frac{33500 \cdot 115^2}{4000^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,231 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к ступени 10,5 кВ определим по формуле

$$Z_m = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \cdot K_m^2, \quad (2.37)$$

Полное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.37)

$$Z_m = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 4^2} \cdot (10,5 / 115)^2 = 2,067 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ГПП определим по формуле

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}, \quad (2.38)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ГПП, по формуле (2.38)

$$X_m = \sqrt{2,067^2 - 0,231^2} = 2,054 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление трансформатора ТП-5, по формуле (2.36)

$$R_m = \frac{4600 \cdot 10,5^2}{400^2} = 3,17 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление трансформатора ТП-5, по формуле (2.37)

$$Z_m = \frac{4,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 0,4^2} = 12,403 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ТП-5, по формуле (2.38)

$$X_m = \sqrt{12,403^2 - 3,17^2} = 11,991 \text{ Ом}$$

Сопrotивления ВЛ-115 кВ, приведенные к напряжению 10,5 кВ по формуле (2.31)

$$R_{вл} = 1480 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 12,34 \text{ мОм}$$

$$X_{вл} = 1532 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 12,77 \text{ мОм}$$

Эквивалентное активное сопротивление определяется по формуле

$$\Sigma r = R_{ВЛ} + R_{м.ГПП} + R'_{(ГПП-ТП)} + R_{м.ТП}, \quad (2.39)$$

Проведем расчет по формуле (2.39)

$$\Sigma r = 12,34 + 231 + 171,12 + 3170 = 3584,148 \text{ мОм}$$

Эквивалентное реактивное сопротивление определяется по формуле

$$\Sigma x = X_{ВЛ} + X_{м.ГПП} + X'_{(ГПП-ТП)} + X_{м.ТП}, \quad (2.40)$$

Проведем расчет по формуле (2.40)

$$\Sigma x = 12,77 + 2054 + 13,8 + 11991 = 14071,841 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление, по формуле (2.28)

$$z = \sqrt{3584,148^2 + 14071,841^2} = 14521,117 \text{ мОм}$$

Периодическая слагающая тока кз за первый период, по формуле (2.32)

$$I'' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 14521,117} 4,572 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания аperiodической слагающей, по (2.35)

$$T_a = 14071,841 / (314 \cdot 3584,148) = 0,0125$$

Ударный коэффициент, по формуле (2.34)

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0125}} = 1,449$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период, по формуле (2.33)

$$I_y = 4,572 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,449 - 1)^2} = 5,418 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I'' \tag{2.41}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,572 = 3,96 \text{ кА}$$

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

Таблица 2.14 – Расчет приведенных сопротивлений линий

Участок	n	L,км	R'(10),мОм	X'(10),мОм
ГПП--ТП-5	2	0,276	171,12	13,80
ТП-5--ТП-1	2	0,129	125,78	7,10
ГПП--ТП-12	2	0,141	137,48	7,76
ТП-12--ТП-7	2	0,093	90,68	5,12
ГПП--ТП-8	2	0,162	35,88	7,29
ТП-8--ТП-6	2	0,051	16,07	2,30
ТП-6--ТП-2	2	0,153	94,86	7,65
ГПП--ТП-9	2	0,147	65,42	7,35
ТП-9--ТП-4	2	0,129	125,78	7,10
ТП-4--ТП-3	2	0,105	102,38	5,78
ГПП--ТП-14	2	0,003	2,93	0,17
ТП-14--ТП-16	2	0,063	61,43	3,47
ВЛ 115 кВ	2	6,900	12,34	12,77

Расчет приведенных сопротивлений трансформаторов сведен в табл.

2.15.

Таблица 2.15 – Расчет приведенных сопротивлений трансформаторов

Место	Марка	Рк.Вт	Uкз,%	Sp, кВА	R'(10),Ом	X'(10),Ом	Z'(10),Ом
ТП-1	ТМГ12-400/10	4600	4,5	472,498	3,170	11,991	12,403
ТП-2	ТМГ12-1000/10	10500	5,5	1265,506	1,158	5,952	6,064
ТП-3	ТМГ12-250/10	3250	4,5	326,827	5,733	18,999	19,845
ТП-4	ТМГ12-400/10	4600	4,5	473,717	3,170	11,991	12,403
ТП-5	ТМГ12-630/10	6750	5,5	764,603	1,875	9,441	9,625
ТП-6	ТМГ12-400/10	4600	4,5	497,282	3,170	11,991	12,403
ТП-7	ТМГ12-400/10	4600	4,5	467,290	3,170	11,991	12,403
ТП-8	ТМГ12-400/10	4600	4,5	490,207	3,170	11,991	12,403
ТП-9	ТМГ12-630/10	6750	5,5	734,372	1,875	9,441	9,625
ТП-12	ТМГ12-250/10	3250	4,5	325,620	5,733	18,999	19,845
ТП-14	ТМГ12-250/10	3250	4,5	296,749	5,733	18,999	19,845
ТП-16	ТМГ12-400/10	4600	4,5	454,468	3,170	11,991	12,403
ГПП	ТМН-4000/110	33500	7,5	5066,378	0,231	2,054	2,067

Расчет токов короткого замыкания 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-5	14521,117	3584,148	14071,841	4,572	0,0125	1,449	5,418	3,960
ТП-5--ТП-1	16699,284	4121,770	16182,618	3,976	0,0131	1,467	4,765	3,443
ГПП--ТП-12	21942,341	6113,815	21073,386	3,026	0,0110	1,402	3,481	2,621
ТП-12--ТП-7	25233,693	7030,887	24234,394	2,631	0,0115	1,420	3,060	2,279
ГПП--ТП-8	11714,442	2154,223	11514,664	5,668	0,0170	1,556	7,209	4,908
ТП-8--ТП-6	13471,609	2477,356	13241,863	4,929	0,0179	1,572	6,337	4,268
ТП-6--ТП-2	15492,350	2848,960	15228,143	4,286	0,0187	1,586	5,567	3,712
ГПП--ТП-9	14489,127	3478,443	14065,391	4,583	0,0129	1,460	5,467	3,968
ТП-9--ТП-4	16662,496	4000,209	16175,200	3,985	0,0135	1,477	4,808	3,451
ТП-4--ТП-3	19161,870	4600,240	18601,480	3,465	0,0135	1,477	4,181	3,001
ГПП--ТП-14	21897,931	5979,265	21065,796	3,032	0,0112	1,410	3,505	2,626
ТП-14--ТП-16	25182,621	6876,155	24225,666	2,637	0,0118	1,428	3,082	2,283
Точка К2(шины 10 кВ ГПП)	7281,244	1753,174	7067,029	9,119	0,0128	1,459	10,871	7,897
Точка К1(ОРУ 110 кВ ГПП)	4854,163	1168,783	4711,352	13,678	0,0128	1,812	20,827	11,846

2.9 Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП

2.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели выбираются по следующим условиям.

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: $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$.

Разъединители выбираются по следующим условиям.

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

$$B_K = (I'')^2 \cdot t_{кз} \quad (2.42)$$

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

$$t_m = t_{выкл} + t_{рз} \quad (2.43)$$

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 (2.43)

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

Расчетное значение теплового импульса к.з. определяется по (2.42)

$$B_K = 13,678^2 \cdot 0,125 = 23,386 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор выключателей и разъединителей сведён в табл. 2.17.

Таблица 2.17 – Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели	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	25,4		I_H , А	630		$I_{max p.}$, А	1000
	$I_{нт.}$, кА	13,678		$I_{отк.}$, кА	31,5		$I_{нт.}$, кА	40
	$I_{уд.}$, кА	20,827		$i_{дин.}$, кА	90		$I_{уд.}$, кА	50
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл.}$, кА ² /с	23,386		$I_{дин.}$, кА	36		$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл.}$, кА ² /с	2500
Шинные выключатели	$U_{уст}$, кВ.	10	ВВ/TEL-10/20-630 У1	U_H , кВ	10			
	$I_{max p.}$, А	283,56		I_H , А	630			
	$I_{нт.}$, кА	9,119		$I_{отк.}$, кА	20			
	$I_{уд.}$, кА	10,871		$i_{дин.}$, кА	80			
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл.}$, кА ² /с	10,395		$I_{дин.}$, кА	31,5			
Выключатели на фидерах	$U_{уст}$, кВ.	10	ВВ/TEL - 10/20-630 У1	U_H , кВ	10	РВ-10/400	$U_{уст}$, кВ.	10
	$I_{max p.}$, А	134,18		I_H , А	630		$I_{max p.}$, А	400
	$I_{нт.}$, кА	9,119		$I_{отк.}$, кА	20		$I_{нт.}$, кА	20
	$I_{уд.}$, кА	10,871		$i_{дин.}$, кА	80		$I_{уд.}$, кА	50
	$B_K = I_{n(0)}^2 \cdot T_{откл.}$, кА ² /с	10,395		$I_{дин.}$, 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 30x4 мм. Проводим проверку:

- по длительно допустимому току: $I_{доп} = 365 \text{ А} > I_{max p} = 283,56 \text{ А}$
- по электродинамической стойкости: расчетное напряжение в материале шин определяется по формуле

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot I_y^2 \cdot l^2}{a \cdot b \cdot h^2 / 6}, \quad (2.44)$$

где l – длина шины, м;

a и b – высота и ширина шины, м;

h – расстояние между шинами, м.

Проводим расчет по формуле (2.44)

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 10,871^2 \cdot 2^2}{0,03 \cdot 0,004 \cdot 0,6^2 / 6} = 0,32 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа} > \sigma_{расч} = 0,32 \text{ МПа}$$

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

$$f_c = 5,02 \cdot 10^5 \cdot b / l^2, \quad (2.45)$$

Проводим расчет по формуле (2.45)

$$f_c = 5,02 \cdot 10^5 \cdot 0,03 / 2^2 = 995 \text{ Гц}$$

$f_c > 200$ 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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (2.46)$$

где K_h – коэффициент на высоту шин;

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

Коэффициент на высоту шин определяется по формуле

$$K_h = (H_{из} + b + h / 2) / H_{из}, \quad (2.47)$$

где b – толщина шинодержателя, мм;

h – высота шины, мм.

Выбираю современные полимерные изоляторы ИОЭЛ 10-8-098-00.

$F_{доп} = 1,764$ кН;

$U_H = 10$ кВ;

$H_{из} = 120$ мм.

Проводим расчет по формуле (2.47)

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

Расчетная нагрузка на изолятор, по формуле (2.46)

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot 10,871^2 / 0,12 = 651,5 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,6515 \text{ кН}$$

2.9.5 Выбор трансформаторов тока

На фидерах, КРУ устанавливаем ТПЛК10 - 20...150/5 – 0,5/РУЗ (в зависимости от номинальной нагрузки), на шинных и секционных выключателях ТПЛК10 - 300/5 – 0,5 /РУЗ. на высшей стороне трансформатора ГПП ТФНД-110 – 50/5-0,5.

1) Шинные выключатели:

Выбираю контрольный кабель КВВГ с жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 10,871 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 10,395 \text{ кА}^2/\text{с}$

2) Секционный выключатель:

Выбираю контрольный кабель КВВГ с жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 10,871 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 10,395 \text{ кА}^2/\text{с}$

3) Отходящие линии:

Выбираю контрольный кабель КВВГ с жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 10,871 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 10,395 \text{ кА}^2/\text{с}$

4) Высшая сторона трансформатора ГПП

Выбираю контрольный кабель КВВГ с жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Динамическая стойкость: $i_{дин.} = 74,5 \text{ кА} > i_{уд} = 10,871 \text{ кА}$

Термическая стойкость: $I_T^2 t_T = 2900 \text{ кА}^2/\text{с} > B_K = 10,395 \text{ кА}^2/\text{с}$

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.	Наименование приборов	Кол-во	Потребляемая мощность, Вт	$\cos\varphi$	Нагрузка		
					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 типа комплектных распределительных устройств (КРУ)

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

В нормальном режиме максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4911,219}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 141,78 \text{ A}$$

В режиме аварийной нагрузки максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4911,219}{\sqrt{3} \cdot 10} = 283,558 \text{ A}$$

Выбираем современное оборудование КРУ серии «К-132 «НОВАТОР» производства ГК «МОСЭЛЕКТРО» на номинальный ток 630 А.

Основные преимущества КРУ серии «К-132 «НОВАТОР»:

- Малогабаритность конструкции.
- Наличие современных микропроцессорных устройств в комплексе с выключателями для обеспечения надежности и стабильности эксплуатации.
- Быстродействующая дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков.
- Наличие активной мнемосхемы.
- Быстродействующий (с взводной пружиной) заземляющий разъединитель.
- Современная система механических блокировок ЗР и ВЭ от неправильных действий оператора заградительного типа.

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	Установленная мощность, кВт
Подогрев шкафов КРУ	2,7
Устройство РПН	3,3
Наружное освещение ОРУ	3
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ	7
Аппаратура связи и телемеханики	8,7

Суммарная активная нагрузка СН рассчитывается по формуле

$$\sum P = 2,7 \cdot 20 + 3,3 \cdot 2 + 3 + 7 + 8,7 = 79,3 \text{ кВт}$$

Суммарная полная нагрузка СН рассчитывается по формуле

$$\sum S = \sum P / \cos \varphi, \quad (2.48)$$

Проводим расчет по формуле (2.48)

$$\sum S = 79,3 / 0,98 = 80,918 \text{ кВА}$$

С учётом параллельной работы, мощность ТСН рассчитывается по формуле:

$$S_{ТСН} \geq \sum S / 1,4, \quad (2.49)$$

Проводим расчет по формуле (2.49)

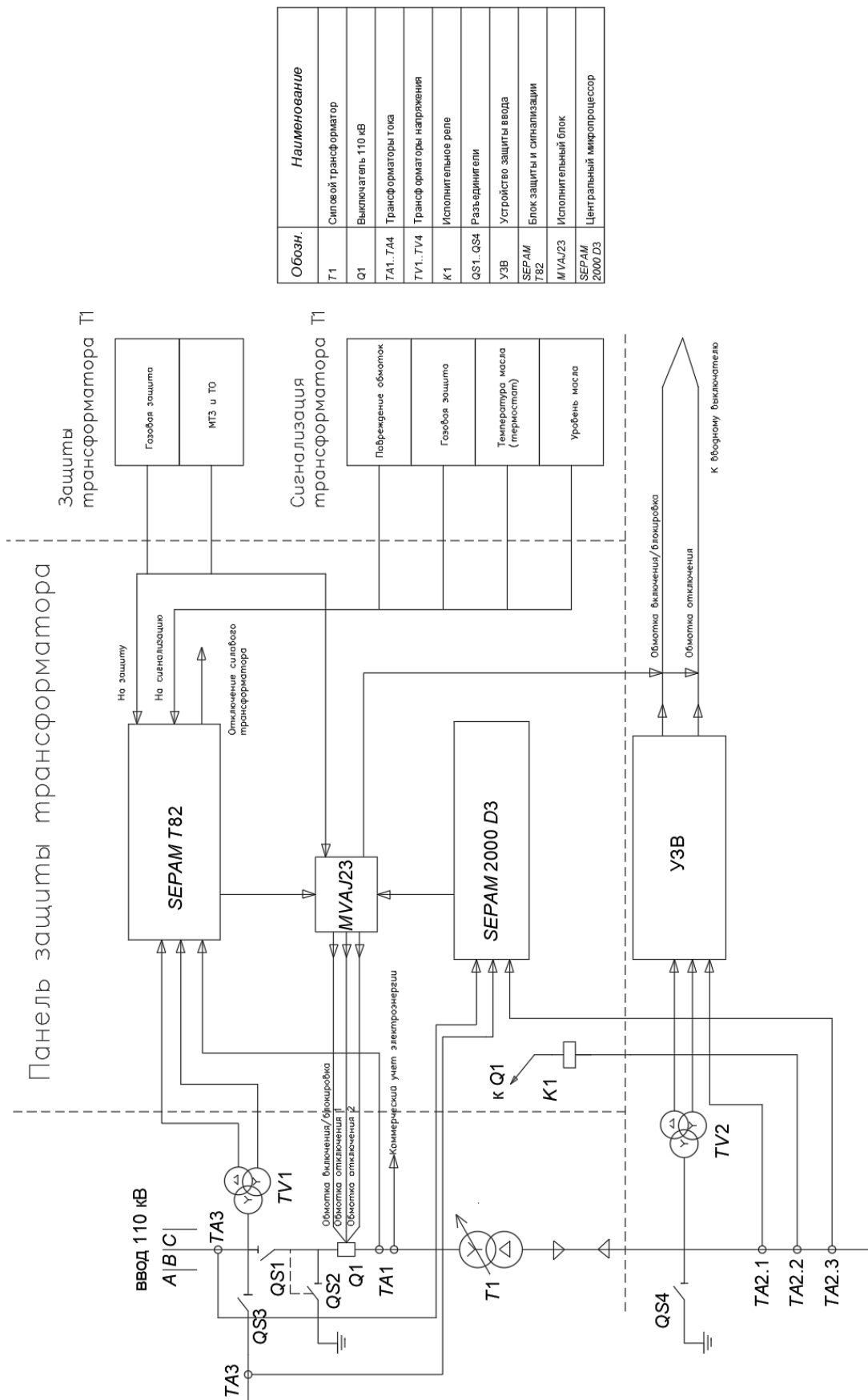
$$S_{TCH} \geq 80,918 / 1,4 = 57,79 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформаторы ТМГ12–63/10.

2.10 Релейная защита и автоматика

Проанализировав специальную литературу, а также сравнив имеющиеся предложения рынка, для реализации функций релейной защиты и автоматики выбираем современные микропроцессорные терминалы серии Seram. Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно. Для защиты силовых трансформаторов ГПП выбираем терминал Seram s80. Для защиты блоков КЛ 10 кВ-трансформатор цеховой ТП выбираем терминал Seram s40.

Схема микропроцессорной защиты силовых трансформаторов ГПП на терминале Seram s80 показана на рисунке 2.4.



Обозн.	Наименование
T1	Силовой трансформатор
Q1	Выключатель 110 кВ
TA1..TA4	Трансформаторы тока
TV1..TV4	Трансформаторы напряжения
K1	Исполнительное реле
QS1..QS4	Разъединители
УЗВ	Устройство защиты ввода
SEPAM T82	Блок защиты и сигнализации
MVAJ23	Исполнительный блок
SEPAM 2000 D3	Центральный микропроцессор

Рисунок 2.4 – Схема микропроцессорной защиты силовых трансформаторов ГПП на терминале Seram s80

3 Экономический раздел

Расчет сметной стоимости проекта системы электроснабжения сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет сметной стоимости проекта системы электроснабжения

Наименование оборудования	кол-во, шт (км)	Стоимость ед., тыс. руб.	Σ стоимость, тыс. руб.
ТМН-4000/110	2	2750	5500,000
ТМГ12-63/10	2	61,23	122,460
ОПН-110/88/10/450	12	32,67	392,040
ОПН-10/11,5-10/400	66	0,89	58,740
ВВБ-110-2000	2	511,23	1022,460
УК 56-10,5-1750	2	511,2	1022,400
ТФНД-110-50/5-0,5	12	114,36	1372,320
ТПЛК-10-300/5-0,5	18	68,95	1241,100
ТПЛК-10-20...150/5-0,5	108	32,11	3467,880
НАМИ-10-200	6	42,33	253,980
ВВ/TEL-10-20/630	3	198,2	594,600
РНДЗ-110/1000	10	80,57	805,700
КРУ К-132 ВВ/TEL-10/630	20	650	13000,000
2КТПН-ПК 1000-10/0,4	1	580,1	580,100
2КТПН-ПК 630-10/0,4	2	464,1	928,200
2КТПН-ПК 400-10/0,4	6	371,3	2227,800
2КТПН-ПК 250-10/0,4	3	297,0	891,000
Sezam s80	2	155,63	311,26
Sezam s40	14	47,22	661,08
АПвП-3x70/10	0,324	508,4	164,722
АПвП-3x50/10	0,102	406,2	41,432
АПвП-3x35/10	0,294	311,3	91,522
АПвП-3x25/10	0,824	246,8	203,363
АПвП-3*16/10	2,234	195,7	437,194
АС-70/11	13,8	73,3	1011,540
Итого стоимость оборудования			35586,183
Стоимость тары и упаковки (6% от стоимости оборудования)			2135,171
Транспортные расходы (5% от стоимости оборудования)			1779,309
Складские расходы (0,5% от стоимости оборудования)			177,931
Стоимость монтажных работ (20 % от стоимости оборудования)			7117,237
Итого сметная стоимость строительно-монтажных работ			7117,237
Стоимость оборудования + сметная стоимость строительно-монтажных работ			42703,420
Сметная прибыль 20%			14234,473
ВСЕГО по смете			61030,304

Амортизационные отчисления определяются по нормам в зависимости от типа оборудования [8]. Расчёты представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт амортизационных отчислений

Элементы схемы электроснабжения	Стоимость группы осн. фондов, тыс.р.	Норма отчислений, %	Амортизационные отчисления, тыс. р.
Силовое электротехническое оборудование	57686,443	7	4038,051
КЛ 10 кВ	1609,070	7	112,635
ВЛ-110 кВ	1734,791	7	121,435
Итого:	61030,304		4272,121

Планирование численности персонала.

Составляется баланс рабочего времени на плановый период [8]. В таблице 3.3 представлен баланс рабочего времени.

Таблица 3.3 – Баланс рабочего времени

Показатели	Формула	Дни	Часы
Календарный фонд рабочего времени	Φ_k	365	8760
Нерабочие дни:			
- праздники		9	
- выходные		107	
- всего	N_d	116	
Номинальный фонд рабочего времени	$\Phi_{ном} = \Phi_k - N_d$	249	1992
Неиспользуемое время:	N_v		
- основные и дополнительные отпуска		31	248
- отпуска учащихся			
- невыходы по болезни	$0,005 * \Phi_{ном}$	1,245	9,96
- невыходы в связи с выполнением общ.-гос. обязанностей	$0,03 * \Phi_{ном}$	7,47	59,76
	$0,005 * \Phi_{ном}$	1,245	9,96
1.1.1.1 Итого неиспользуемое время			327,68
Явочное время одного работника	$\Phi_{яв} = \Phi_{ном} - N_v$	208,04	1664,32
Внутрисменные потери	$Вп = 0,015 * \Phi_{ном}$	3,126	29,88
Полезный фонд рабочего времени	$\Phi_{пол} = \Phi_{яв} - Вп$	205,3	1642,2
Средняя продолжительность рабочего дня	$\Phi_{пол}[ч] / \Phi_{яв}[д]$		6,56
Коэффициент использования рабочего времени	$K_i = \Phi_{пол} / \Phi_{ном}$		0,82

Численность персонала включает рабочих, занятых обслуживанием электротехнического оборудования внутризаводских электрических сетей.

Расчет численности производится в следующей последовательности.

Численность монтеров и мастеров по ремонту и эксплуатации внутризаводских электрических сетей рассчитывается по формуле

$$R_{ВЛ} = \sum r_{ВЛ_i} \cdot l_i \quad (3.1)$$

где $r_{ВЛ_i}$ - норматив численности персонала по обслуживанию, чел/км;

l_i - протяженность электрических сетей данного вида, км. Для КЛ напряжением 10 кВ $l_i = 4,2$ чел / км; для КЛ напряжением 0,38 кВ $l_i = 2,05$ чел / км;

$$R_{ВЛ} = 4,2 \cdot 1,452 + 2,05 \cdot 0,318 = 6,75 \approx 7 \text{ чел}$$

Численность оперативного персонала подстанции (ГПП) зависит от числа подстанций и класса их напряжения и определяется

$$R_{n/cm} = \sum r_{n/cm_i} \cdot n \quad (3.2)$$

где r_{n/cm_i} - норматив численности оперативного персонала подстанции I – го класса напряжения

n – число подстанций I – го класса напряжения

$$R_{n/cm} = 2,6 \cdot 1 = 2,6 \approx 3 \text{ чел}$$

Полная численность эксплуатационного персонала высоковольтной сети равна сумме численности рабочих, занятых эксплуатационным и оперативным обслуживанием линии и подстанции

$$R = R_{БЛ} + R_{н/см} \quad (3.3)$$

$$R = 7 + 3 = 10 \text{ чел}$$

Планирование заработной платы персонала.

Расчет планового фонда заработной платы ведется отдельно для эксплуатационного и ремонтного персонала с оплатой труда повременно-премиальной системой [8].

Тарифный фонд заработной платы:

- для эксплуатационных рабочих

$$З_T^Э = Ч_C^Э \cdot T_{см}^Э \cdot \Phi_{пол} \cdot K_{И} \text{ тыс.руб} \quad (3.4)$$

где $T_{см}^Э$ - часовая тарифная ставка эксплуатационных рабочих, с учетом разрядности работ эксплуатационного персонала в размере 105,71 руб/час;

$\Phi_{пол}$ - номинальный полезный фонд рабочего времени,

$$\Phi_{пол} = 1642,2 \text{ ч};$$

$K_{И}$ - коэффициент использования рабочего времени, принимается равным 0,82 [8].

$$З_T^Э = 10 \cdot 105,71 \cdot 1642,2 \cdot 0,82 = 1423,495 \text{ тыс.руб}$$

Оплата работы в праздничные дни производится по двойному тарифу:

$$З_{час}^Э = З_T^Э + D_{пр} + D_{ноч} \quad (3.5)$$

$$З_{час}^P = З_T^P + D_{пр} + D_{празд} \quad (3.6)$$

В дневной фонд заработной платы дополнительно к часовому включается доплаты за работу в праздничные дни (для ремонтного персонала) [8].

$$З_{\text{дн}}^{\text{Э}} = З_{\text{час}}^{\text{Э}} \quad (3.7)$$

$$З_{\text{дн}}^{\text{P}} = З_{\text{час}}^{\text{P}} + Д_{\text{празд}} \quad (3.8)$$

Годовой фонд заработной платы:

$$З_{\text{год}} = З_{\text{дн}} + Д_{\text{отп}} + Д_{\text{гос.об.}} \quad (3.9)$$

Расчет зарплаты производу в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчёт зарплаты персонала

Элементы фонда заработной платы	Заработная плата, тыс.р
Фонд оплаты по тарифу, за год.	1423,495
доплата за районный коэффициент 20%	284,699
доплата за непрерывный стаж работы 30%	427,049
Итого фонд оплаты по тарифу, за год.	2135,243
Доплаты до часового фонда заработной платы.	
а) премия (75%)	1601,432
б) оплата праздничных дней (1,5%)	
в) оплата за работу в ночное время (40%)	854,097
Итого часовой фонд зарплаты	4590,772
Доплаты до дневного фонда заработной платы	
а) доплаты за работу в праздники	
Итого дневной фонд зарплаты.	4590,772
Доплаты до годового фонда заработной платы	
а) оплаты отпусков (12,8%)	587,619
б) оплата дней выполнения гос. обязанностей(0,48%)	22,036
Всего фонд годовой зарплаты	5200,426
Среднегодовая заработная плата, тыс. руб/год	520,043
Среднемесячная заработная плата, тыс. руб/мес	43,337

Составление сметы годовых эксплуатационных расходов по обслуживанию энергохозяйства. Расчет произведем в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Смета годовых эксплуатационных расходов

№	Наименование статей затрат	Затраты, т.р	Процент к итогу
1	Зарплата эксл. рабочих	5200,426	38,83
2	Начисление на зарплату (30.4% от фонда з/п эксл.раб)	1580,930	11,80
3	Эксл. материалы (15% от фонда з/п эксл. раб.)	780,064	5,82
4	Амортизационные отчисления	4272,121	31,90
5	Прочие затраты (30% от фонда з/п эксл.и рем. раб)	1560,128	11,65
Итого		13393,669	100

Произведя экономический расчет, получили:

1. Капитальные вложения на покупку оборудования и строительномонтажные работы составили: 61030,304 тыс.руб.

2. Эксплуатационные расходы составили: 13393,669 тыс.руб./год.

Заключение

В ходе выполнения ВКР была произведена разработка проекта системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода.

Разработанная система электроснабжения предприятия имеет следующую структуру. ГПП предприятия получает питание от ЛЭП 110 кВ по двухцепной ВЛ длиной 6,9 км напряжением 110 кВ, выполненной проводом АС-70/11. На ГПП установлены два силовых трансформатора ТМН-4000/110. 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.

В результате проделанной работы были определены следующие параметры электроснабжения. Расчетные нагрузки электроприемников определены по методу коэффициента использования. Расчетная нагрузка в целом по предприятию составила 5066,38 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 Seram s80.

Проведен расчет основных экономических показателей системы электроснабжения.

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 / 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 «Проектирование системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода» - Тольятти, 2019. 121 с.
20. Проектирование электроснабжения : [сайт]. - URL : <http://220blog.ru/> (дата обращения: 21.04.2020).
21. Школа электрика : [сайт]. - URL : <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 21.04.2020).
22. Современные технологии производства : [сайт]. - URL : <https://extxe.com/> (дата обращения: 22.05.2020).
23. Energy Systems. Архитектура, дизайн, инженерия : [сайт]. - URL : <https://energy-systems.ru/> (дата обращения: 23.04.2020).