

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Электроснабжение ремонтного завода»

Студент	<u>В.Р. Усманов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Ю.П. Петунин</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>И.Ю. Усатова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

Цель – реконструкция системы электроснабжения ремонтного завода с заменой устаревшего оборудования на современные аналоги.

Объект – система электроснабжения ремонтного завода.

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы электроснабжения ремонтного завода; определены расчётные нагрузки по средней величине коэффициента спроса и установленной мощности; выполнена картограмма нагрузок; выбрана наиболее рациональная СЭС, рассчитаны токи КЗ согласно требований ПУЭ и иных руководящих нормативных документов; выполнен выбор и проверка коммутационной аппаратуры; определены сопротивление заземляющих устройств ГПП, максимальная и дифференциальная токовые защиты трансформаторов ГПП; выбрано рациональное напряжение распределения и распределительного устройства низкого напряжения; выполнены расчеты токов КЗ. Предложены меры по ограничению токов КЗ.

Пояснительная записка состоит из 73 листов формата А4 машинописного текста, которая включает 8 рисунков, 16 таблиц, 8 источников литературы. Работа содержит графическую часть из 6 листов формата А1.

## **ABSTRACT**

The goal is the reconstruction of the power supply system of a repair plant, replacing obsolete equipment with modern analogues.

The object is a power supply system for a repair plant.

During the implementation of this final qualifying work, the issues of power supply of the repair plant were considered; Calculation loads are determined by the average value of the demand coefficient and installed capacity; cartogram of loads; the most rational SES was selected, the short-circuit currents were calculated in accordance with the requirements of the PUE and other guiding regulatory documents; selection and testing of switching equipment; the resistance of the grounding devices of the GPP, the maximum and differential current protection of the transformer GPP; rational distribution voltage and low voltage switchgear; calculations of short-circuit currents are performed. Measures have been proposed to limit the short-circuit currents.

The explanatory note consists of 73 sheets of A4 size typewritten text, which includes 8 figures, 16 tables, 8 sources of literature. The work contains a graphic part of 6 sheets of A1 format.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Определение расчетных нагрузок .....	6
1.1 Расчет электрических нагрузок потребителей.....	6
1.2 Определение расчетной нагрузки завода .....	15
1.3 Выбор компенсирующих устройств и мест их установки.....	17
2 Определение центра электрических нагрузок .....	25
2.1 Построение картограммы нагрузок.....	25
2.2 Определение ЦЭН.....	27
2.3 Выбор и место расположение ППЭ .....	29
3 Выбор системы питания.....	30
3.1 Выбор напряжения питания ППЭ .....	30
3.2 Выбор трансформаторов ППЭ.....	30
3.3 Проверка трансформатора .....	34
3.4 Выбор распределительных устройств высшего напряжения ППЭ	38
3.5 Техничко-экономический расчет .....	39
4 Система распределения .....	47
4.1 Выбор рационального напряжения распределения.....	47
4.2 Выбор распределительного устройства низкого напряжения .....	47
5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП.....	49
6 Выбор способа канализации электроэнергии на напряжение 6 кВ и сечение кабельных линий.....	54
7 Расчет токов короткого замыкания .....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	73

## ВВЕДЕНИЕ

Важными показателями снабжения электроэнергией являются: бесперебойность, использование надежных магистральных схем, минимальный показатель ступеней трансформации, гибкость, экономичность и иное, а также выявление основных требований к электросетям на промышленных объектов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения ремонтного завода с заменой устаревшего оборудования на современные аналоги.

Объектом исследования является система электроснабжения ремонтного завода.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать вопросы электроснабжения объекта исследования;
- определить расчётные нагрузки по средней величине коэффициента спроса и установленной мощности;
- выполнить картограмму нагрузок;
- выбрать наиболее рациональную СЭС;
- рассчитать токи КЗ согласно требований ПУЭ и иных руководящих нормативных документов;
- выполнить выбор и проверку коммутационной аппаратуры;
- определить сопротивление заземляющих устройств ГПП, максимальную и дифференциальную токовые защиты трансформаторов ГПП;
- выбрать рациональное напряжение распределения и распределительного устройства низкого напряжения;
- выполнить расчеты токов КЗ и предложить меры по ограничению токов КЗ.

# 1 Определение расчетных нагрузок

## 1.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Исходными данными при решении сложного комплекса технико-экономических задач при проектировании электроснабжения ремонтного завода являются электрические нагрузки и генеральный план ремонтного завода (рис. 1.1).

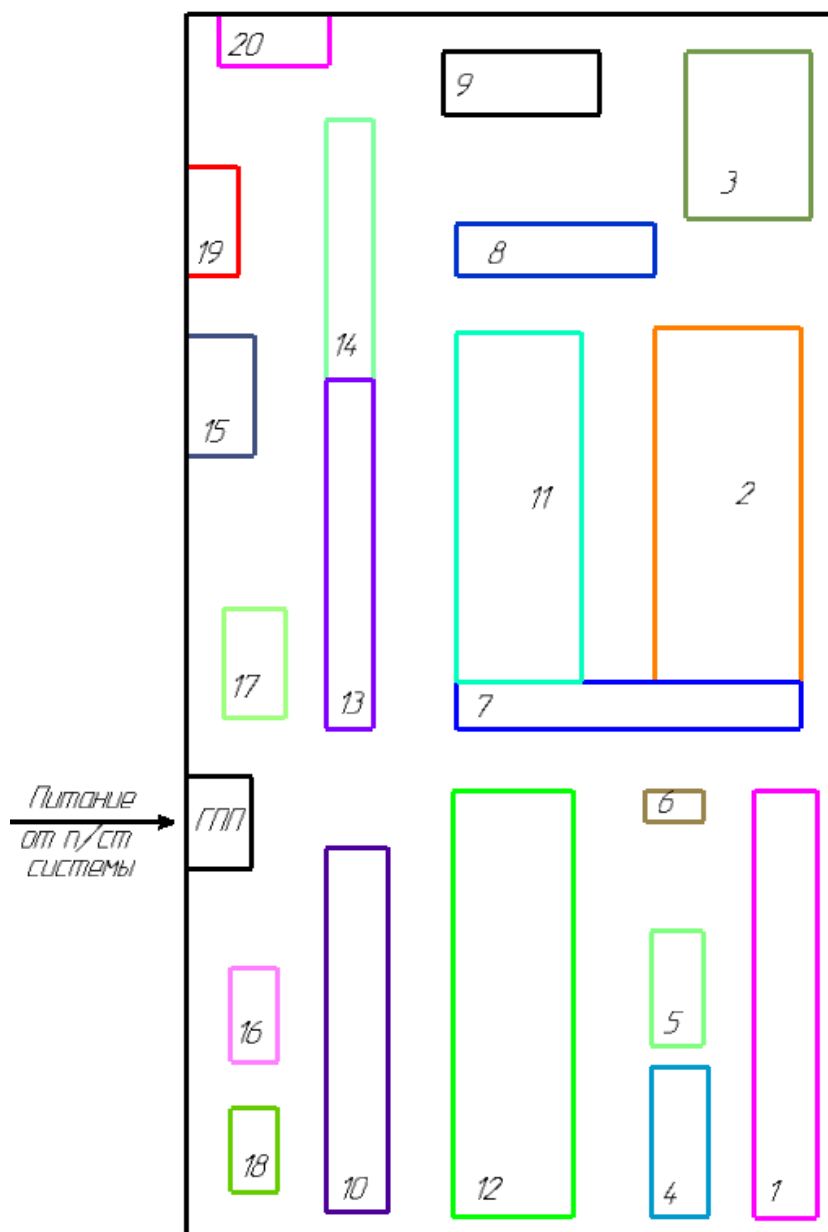


Рисунок 1.1 – Генплан ремонтного завода

Определим числовые данные площади цехов. И полученные данные внесем в табл. 1.1.

Таблица 1.1 Площади цехов

№ по плану	Длина, см	Ширина, см	Масштаб, м/см	Площадь, м <sup>2</sup>
1	1,2	8,2	40/1	15744
2	2,8	6,8	40/1	30464
3	2,4	3,2	40/1	12288
4	1,1	2,9	40/1	5104
5	1	2,2	40/1	3520
6	1,1	0,6	40/1	1056
7	6,6	0,9	40/1	9504
8	3,8	1	40/1	6080
9	3	1,2	40/1	5760
10	1,2	7	40/1	13440
11	2,4	6,7	40/1	25728
12	2,3	8,2	40/1	30176
13	0,9	6,7	40/1	9648
14	0,9	5	40/1	7200
15	1,3	2,3	40/1	4784
16	0,9	1,8	40/1	2592
17	1,2	2,1	40/1	4032
18	0,9	1,6	40/1	2304
19	1	2,1	40/1	3360
20	2,1	1	40/1	3360
Суммарная S				196145

Чтобы построить картограмму активных нагрузок ремонтного завода, нужно найти расчетные активные мощности для всех цехов данного завода. Для определения расчетных активных мощностей всех цехов предприятия применим метод коэффициента спроса.

Все расчеты будем проводить на примере Механического цеха №1 согласно плана.

Найдем расчетные силовую активную и реактивную мощности согласно следующих формул:

$$P_{PC} = P_H \cdot K_C \quad (1.1)$$

$$Q_{PC} = P_{PC} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где  $P_H$  – номинальная мощность нагрузки цеха;

$K_C$  – коэффициент спроса принимаем (справочное значение);

$\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент расчётной реактивной силовой мощности.

Проведем расчет:

$$P_{PC} = P_H \cdot K_C = 1800 \cdot 0,45 = 810 \text{ кВт}$$

$$Q_{PC} = P_{PC} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 810 \cdot 1,17 = 947 \text{ кВАр}$$

Найдем расчетные активную и реактивную мощности освещения согласно следующих формул:

$$P_{PO} = K_C \cdot F \cdot \sigma, \quad (1.3)$$

$$Q_{PO} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{PO}, \quad (1.4)$$

где  $K_C$  – коэффициент спроса; для механического цеха для световой нагрузкой принимаем согласно учебного пособия,  $K_C=0,95$ .

$\sigma$  – удельная мощность освещения (справочное значение). Для механического цеха принимаем  $\sigma=4 \text{ Вт/м}^2$ ;

$F$  – площадь цеха;

$\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности;



$tg\varphi$  - коэффициент реактивной мощности света, принимается в зависимости от типа лампы и ПРА для МГЛ ( $\cos\varphi \geq 0,85$ ) и для ЛЛ ( $\cos\varphi \geq 0,96$ ).

Проведем расчет:

$$P_{PO} = K_C \cdot F \cdot \sigma = 0,95 \cdot 15744 \cdot 4 = 59,827 \text{ кВт}$$

$$Q_{PO} = tg\varphi \cdot P_{PO} = 0,62 \cdot 59,827 = 37,092 \text{ кВар}$$

Найдем активную и реактивную расчетную цеховую мощность согласно следующих формул:

$$P_{PC} = P_{PC} + P_{PO} \quad (1.5)$$

$$Q_{PC} = Q_{PC} + Q_{PO} \quad (1.6)$$

Проведем расчет:

$$P_{PC} = P_{PC} + P_{PO} = 810 + 59,827 = 869,83 \text{ кВт} .$$

$$Q_{PC} = Q_{PC} + Q_{PO} = 947 + 37,092 = 979,092 \text{ кВар} .$$

Найдем полную расчетную цеховую мощность согласно следующей формулы:

$$S_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q_{PC}^2} \quad (1.7)$$

Проведем расчет:

$$S_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q_{PC}^2} = \sqrt{869,83^2 + 979,092^2} = 1309,666 \text{ кВА} .$$

Расчет нагрузок для остальных цехов сведем в табл. 1.2.

Для определения расчетной мощности ремонтного завода нужно в том числе учесть осветительную нагрузку и потери мощности в цеховых трансформаторах.

Таблица 1.2 – Расчет нагрузок цехов

№	Название цеха	$P_H$ (кВт)	$K_c$	$tg\phi$	$\cos \phi$	$P_{pc}$ (кВт)	$\sigma$ (Вт/м <sup>2</sup> )	$Q_{pc}$ (кВа <sub>p</sub> )	$F$ (м <sup>2</sup> )	$K_c$ Осветительной нагрузки	$P_{po}$ (кВт)	$Q_{po}$ (кВа <sub>p</sub> )	$tg\phi$ освещения	$P_{pc}$ (кВт)	$Q_{pc}$ (кВар)	$S_{pc}$ (кВА)
<b>0,4 кВ</b>																
1	Механический цех №1	1800	0,46	1,2	0,65	810	4	947,0	15744	0,95	59,83	37,08	0,62	869,9	979,092	1309,67
2	Механический цех №2	4850	0,55	1,2	0,65	2667,5	3,2	3118,7	30464	0,95	92,61	57,43	0,62	2760,1	3176,118	4207,84
3	Механический цех №3	2100	0,65	1,2	0,65	1365	4	1595,9	12288	0,95	46,69	28,96	0,62	1411,6	1624,85	2152,44
4	Термический цех №1	3300	0,8	0,5	0,9	2640	3,6	1278,6	5104	0,95	17,45	10,83	0,62	2657,4	1287,422	2952,89
5	Термический цех №2	2800	0,85	0,48	0,9	2380	4	1152,7	3520	0,95	13,38	8,294	0,62	2393,3	1160,993	2660,108
6	Компрессорная станция	300	0,8	0,63	0,85	240	3,18	148,7	1056	0,95	3,19	0,933	0,292	243,2	149,631	285,536
7	Сборочный цех	1700	0,6	0,76	0,8	1020	2,07	765,0	9504	0,95	18,69	5,456	0,292	1038,6	770,457	1293,24
8	Кислородная установка	800	0,8	0,63	0,85	640	2,58	396,6	6080	0,95	14,90	4,352	0,292	654,9	400,951	767,89
9	Склад готовой продукции	180	0,4	0,89	0,75	72	2,58	63,5	5760	0,60	8,91	2,604	0,292	80,9	66,103	104,49
10	Механический цех №4	5800	0,6	1,32	0,6	3480	4	4640,0	13440	0,65	34,94	21,663	0,62	3514,9	4661,665	5838,31
11	Механический цех №5	3600	0,5	1,2	0,65	1800	3,2	2104,4	25728	0,95	78,21	48,491	0,62	1878,2	2152,892	2857,03

12	Цех окраски	1200	0,7	1,0 1	0,7	840	4,5	857,0	3017 6	0,85	115,4 2	71,56 2	0,62	955,4	928,652	1332,31
13	Литейный цех №1	960	0,6	0,7 6	0,8	576	3,2	432,0	9648	0,95	29,33	18,18 4	0,62	605,3	450,184	754,38
14	Литейный цех №2	800	0,6	0,7 6	0,8	480	3,5	360,0	7200	0,95	23,94	14,84 2	0,62	503,9	374,842	628,06
15	Насосная №1	800	0,8	0,6 3	0,8 5	640	3,18	396,6	4784	0,95	14,45	8,96	0,62	654,5	405,56	769,92
16	Насосная №2	1200	0,8	0,6 3	0,8 5	960	3,18	595,0	2592	0,95	7,83	4,854	0,62	967,8	599,854	1138,65
17	Испытательная станция	1100	0,6 5	1,0 1	0,7	715		729,4	4032	0,80	10,26	6,359	0,62	715	729,445 9	1021,43
18	Административн ый корпус, лаборотория (ЦЗЛ), столовая	420	0,5	0,8 9	0,7 5	210	5,17	185,2	2304	0,90	10,72	3,13	0,292	220,72	188,33	290,15
19	Ремонтно- механический цех	700	0,5	0,8 9	0,7 5	350	4	308,7	3360	0,85	11,42	7,082	0,62	361,42	315,782	479,94
20	Котельная	580	0,8 5	0,7 6	0,8	493	2,5	369,8	3360	0,85	7,14	4,426	0,62	500,14	374,226	624,65
Сумм а 0,4 кВ	34990												22987,6	20797,0 5	31468,9 3	
<b>6 кВ</b>																
6	Компрессорная станция (6*800)	4320	0,8 5	- 0,4	-0,9	4080		-1976	1056					4080	- 1976,03	4533,33

				9										4		
8	Кислородная установка (4*315)	400	0,85	-0,49	-0,9	1020		-494,0	6080					1020	-494,0086	1133,33
13	Литейный цех №1(1*3000)	3000	0,85	0,89	0,75	2550		2248,9	9648					2550	2248,89	3400,00
14	Литейный цех №2(1*2500)	2500	0,85	0,89	0,75	2125		1874,1	7200					2125	1874,074	2833,33
17	Испытательная станция(1*1100)	400	0,6	0,89	0,75	240	3,18	211,7	4032					250,26	218,06	331,93
Сумма 6 кВ	12600												10025,3	2382,36	12921,43	
Сумма (0,4+6)кВ	47590	0	0			0	0	0	0	0	0	0	33012,8	23179,4	44390,36	

По причине того, что мощности цеховых ТП не известны, следовательно, потери мощности в этих трансформаторах ( $\Delta P$  и  $\Delta Q$ ) будут учитываться приближенно согласно суммарных значений нагрузок в цехе напряжением до 1000 В. Таким образом:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{PЦ} \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{PЦ}, \quad (1.9)$$

где  $\Delta Q_T$  – потери реактивной мощности в транс-ре;

$\Delta P_T$  – потери активной мощности в транс-ре;

$S_{PЦ}$  – полная расчетная цеховая мощность, из табл. 1.3.

Проведем расчет:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{PЦ} = 0,02 \cdot 1309,666 = 26,193 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{PЦ} = 0,1 \cdot 1309,666 = 130,966 \text{ кВАр}$$

Найдем нагрузку механического цеха, учитывающую потери в трансформаторе, согласно следующих формул:

$$P_{PЦ1} = P_{PЦ} + \Delta P_{TP}, \quad (1.10)$$

$$Q_{PЦ1} = Q_{PЦ} + \Delta Q_{TP}, \quad (1.11)$$

Проведем расчет:

$$P_{PЦ1} = P_{PЦ} + \Delta P_{TP} = 869,83 + 26,193 = 896,023 \text{ кВт}$$

$$Q_{PЦ1} = Q_{PЦ} + \Delta Q_{TP} = 979,092 + 130,966 = 1110,058 \text{ кВАр}$$

Найдем полную расчетную цеховую мощность, учитывающую потери в трансформаторе, согласно следующей формулы:

$$S_{PЦ1} = \sqrt{P_{PЦ1}^2 + Q_{PЦ1}^2}. \quad (1.12)$$

Проведем расчет:

$$S_{PЦ1} = \sqrt{P_{PЦ1}^2 + Q_{PЦ1}^2} = \sqrt{896,023^2 + 1110,058^2} = 1426,564 \text{ кВА}$$

Расчет нагрузок для остальных цехов сведем в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Расчет нагрузок цехов с учетом потерь в трансформаторе

№	Название цеха	Ррц1 (кВт)	ΔРтр (кВт)	Qрц1 (кВАр)	ΔQтр (кВАр)	Spц1 (кВА)
1	Механический цех.№1	869,023	26,193	1110,058	130,966	1426,564
2	Механический цех.№2	2844,266	84,156	3596,902	420,784	4585,581
3	Механический цех.№3	1454,738	43,048	1840,094	215,244	2345,679
4	Термический цех.№1	2716,517	59,057	1582,71	295,288	3143,953
5	Термический цех.№2	2446,582	53,202	1427,003	266,01	2832,331
6	Компрессорная станция	248,9	5,71	178,184	28,553	306,106
7	Сборочный цех	1064,554	25,864	899,781	129,324	1393,873
8	Кислородная установка	670,257	15,357	477,74	76,789	823,092
9	Склад готовой продукции	83,009	2,089	76,551	10,448	112,919
10	Механический цех.№4	3631,706	116,766	5245,496	583,831	6380,009
11	Механический цех.№5	1935,35	57,14	2438,594	285,702	3113,25
12	Цех окраски	982,066	26,646	1061,883	133,231	1446,391
13	Литейный цех №1	620,417	15,087	525,622	75,438	813,139
14	Литейный цех №2	516,501	12,561	437,648	62,806	676,985
15	Насосная.№1	669,848	15,398	482,552	76,992	825,562
16	Насосная.№2	990,602	22,722	713,718	113,864	1220,937
17	Испытательная станция	735,429	20,428	831,589	102,143	1110,132
18	Административный корпус, лаборатория (ЦЗЛ), столовая	226,522	5,802	217,344	29,014	313,928
19	Ремонтно-механический цех	371,018	9,598	363,776	47,994	519,603
20	Котельная	512,632	12,492	436,69	62,464	673,417
Сумма 0,4 кВ		23589,937		23943,935		34063,451

## 1.2 Определение расчетной нагрузки завода

Расчет представим на примере Механического цеха №1 (согласно плана цех №1).

При вычислении надо учитывать световую нагрузку ремонтного завода. Для этого сделаем расчет данной нагрузки освещения. Вычислим пространство на предприятии, где надо осветить, по данной формуле:

$$F_{TEP} = F_{ЗAB} - \Sigma F_{ц} .$$

(1.13)

Определим расчетную площадь предприятия:

$$F_{ЗAB} = a \cdot b \cdot m^2 ,$$

(1.14)

где а- длина завода 23,5 м;

б- ширина завода 12,5 м;

м- масштаб по табл №1;

$\Sigma F_{ц}$  – общая сумма площадей из таблице № 1.

Проведем расчет:

$$F_{ЗAB} = a \cdot b \cdot m^2 = 12,5 \cdot 23,5 \cdot 40^2 = 470000 \text{ м}^2$$

По формуле 1.13 вычислим площадь предприятия, для которой нужен свет:

$$F_{TEP} = F_{ЗAB} - \Sigma F_{ц} = 470000 - 196144 = 273856 \text{ м}^2 .$$

Рассчитаем активную и реактивную расчётную мощности освещения территории согласно следующим формулам:

$$P_{POT} = F_{TEP} \cdot K_{COT} \cdot \sigma ,$$

(1.15)

$$Q_{POT} = P_{POT} \cdot \text{tg} \varphi ,$$

(1.16)

где  $\sigma$  – удельная плотность освещения  $\sigma = 0,324$  Вт/м<sup>2</sup>;

$K_{COT} = 1$  – коэффициент спроса освещаемой территории.

$tg\varphi$  – коэффициент расчётной реактивной мощности освещения территории. Для уличного освещения будем применять светильники на светодиодах *CREE* (США),  $\cos\varphi \geq 0,96$ .

$$P_{POT} = F_{Tер} \cdot K_{COT} \cdot \sigma = 273856 \cdot 1 \cdot 0,324 = 88,729(\text{кВт}),$$

$$Q_{POT} = P_{POT} \cdot tg\phi = 88,729 \cdot 0,292 = 25,9088(\text{кВар}).$$

Рассчитаем активную и реактивную мощности ремонтного завода согласно следующим формулам:

$$P_{P3} = (\sum P_{P0,4} + \sum P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT} + \sum \Delta P_T, \quad (1.17)$$

$$Q_{P3} = (\sum Q_{P0,4} + \sum Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT} + \sum \Delta Q_T, \quad (1.18)$$

где  $K_{PM}$  – коэффициент одновременности максимумов  $K_{PM} = 0,9 \div 0,95$  (справочное значение).

$\sum P_{P0,4}$  – активная цеховая мощность, учитывающая потери в трансформаторе ( $P_{PЦ1}$ ) на 0,4 кВ.

$\sum P_{P6}$  – активная цеховая мощность, учитывающая потери в трансформаторе ( $P_{PЦ}$ ) на 6 кВ;

$\sum \Delta P_T$  – потери в трансформаторе ППЭ (формула 1.19);

$\sum Q_{P6}$  – реактивная расчетная цеховая мощность без учёта потерь в трансформаторе ППЭ (формула 1.20);

$\sum Q_{P0,4}$  – реактивная расчетная цеховая мощность, учитывающая потери в трансформаторе ( $Q_{PЦ1}$ ) на 0,4 кВ;

$P_{POT}$  – расчётная активная мощность освещения территории в трансформаторе ( $Q_{PЦ}$ ) на 6 кВ;

$Q_{POT}$  – расчётная реактивная мощность освещения территории.



$$\sum \Delta P_T = ((\Sigma P_{P0,4} + \Sigma P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT}) \cdot 0,02$$

(1.19)

Проведем расчет:

$$\sum \Delta P_T = ((\Sigma P_{P0,4} + \Sigma P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT}) \cdot 0,02 = ((23111,406 + 10490) \cdot 0,9 + 88,729) \cdot 0,02 = 606,599(\kappa Bm)$$

$$P_{P3} = (\Sigma P_{P0,4} + \Sigma P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT} + \sum \Delta P_T = (23111,406 + 10490) \cdot 0,9 + 88,729 + 606,599 = 30936,5943(\kappa Bm)$$

$$\sum \Delta Q_T = ((\Sigma Q_{P0,4} + \Sigma Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT}) \cdot 0,1 \quad (1.20)$$

Проведем расчет:

$$\sum \Delta Q_T = ((\Sigma Q_{P0,4} + \Sigma Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT}) \cdot 0,1 = ((23363,597 + 2382,36563) \cdot 0,9 + 25,9088) \cdot 0,1 = 2319,727(\kappa Var)$$

$$Q_{P3} = (\Sigma Q_{P0,4} + \Sigma Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT} + \sum \Delta Q_T = (23607,922 + 2382,36563) \cdot 0,9 + 25,9088 + 2319,727 = 25517,002(\kappa Var)$$

$Q_{P3} - 10\% = 25517,002 \kappa Var$  - 10 % реактивной мощности компенсируется за счет ЛЭПа.

$$Q_{P3} = 25517,002 - 255,17 = 25261,8321(\kappa Var)$$

Определим расчетную полную мощность ремонтного завода, не учитывая компенсирующие устройства:

$$S_{P3} = \sqrt{P_{P3}^2 + Q_{P3}^2} \quad (1.21)$$

Проведем расчет:

$$S_{P3} = \sqrt{P_{P3}^2 + Q_{P3}^2} = \sqrt{30936,5943^2 + 25261,8321^2} = 39940,368(\kappa BA)$$

### 1.3 Выбор компенсирующих устройств и мест их установки

Одним из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации систем промышленного электроснабжения, является вопрос о компенсации реактивной мощности,

включающий выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

В соответствии с балансом реактивных нагрузок на шинах (6-10 кВ) места приема электричества, найдем величины компенсирующих устройств  $Q_{кв}$  по ремонтному заводу. В качестве компенсирующих устройств применяются батареи конденсаторов.

$$Q_{кв} = Q_{PЗ} - Q_{э}, \quad (1.22)$$

где  $Q_{э}$  – экономическая величина реактивной мощности, определяемая в часы максимальной нагрузки системы получаемой в сети потребителя, задаваемая энергосистемой:

$$Q_{э} = P_{PЗ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{э}, \quad (1.23)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{э}$  - тангенс реактивной мощности, принятый из экономической целесообразности (принимается 0,5).

Проведем расчет:

$$Q_{э} = P_{PЗ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{э} = 30936,5943 \cdot 0,5 = 15468,297 (\text{кВар})$$

$$Q_{PЗ} > Q_{э}$$

$$25261,8321 (\text{кВар}) > 15468,297 (\text{кВар})$$

По причине того, что  $Q_{PЗ} > Q_{э}$ , то возникает необходимость установки компенсирующих устройств. Здесь в качестве компенсирующих устройств приняты батареи статических конденсаторов БСК.

Определим мощность компенсирующих устройств  $Q_{кв}$  согласно следующей формуле 1.22.

Проведем расчет:

$$Q_{кв} = Q_{PЗ} - Q_{э} = 25261,8321 - 15468,297 = 9808,271 (\text{кВар})$$

Распределение компенсирующих устройств осуществляется с помощью конденсаторных батарей, которые размещены по цехам предприятия, которые нужно проводить с экономической выгодой. Первое

делом нужно обязательно подключить БСК к шинам 0,4 кВ цеховых КТП, в тех цехах где  $Q_{рц} > 200$  кВар (цеха №1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20).

Вычислим величины и распределения источников реактивной мощности. Полученные данные и стандартные значения БСК показаны в табл. 1.5.

Пример расчета мощности компенсирующего устройства МЦ №1:

$$Q_{БАТ} = \frac{Q_{КУ} \cdot Q_{РЦ}}{\sum Q_{Р0,4}}, \quad (1.24)$$

где  $\sum Q_{Р0,4}$  – сумма реактивных нагрузок всех цехов, кроме тех где  $Q_{рц} < 200$  кВАр., а так же в цехах где есть дуговые печи и СД.

$Q_{КУ}$  – мощность, которую необходимо компенсировать;

$Q_{рц}$  – мощность 1-го цеха.

Проведем расчет:

$$Q_{БАТ} = \frac{Q_{КУ} \cdot Q_{РЦ}}{\sum Q_{Р0,4}} = \frac{9808,271 \cdot 979,092}{19881,586} = 483,019 \text{ кВАр}$$

Из методички берем номинальную мощность батареи  $Q_{Н.БАТ}$ , количество батарей (№бат) должно быть четным:

$$Q_{Н.БАТ} \cdot \text{№бат} = Q_{К,УСТ} \quad (1.25)$$

$$250 \cdot 2 = 500 \text{ кВАр}$$

$\sum Q_{К,УСТ}$  не должно отличаться от  $\sum Q_{БАТ}$  более чем на 10%

Проведем расчет:

$$\left| \frac{9808,287 - 9810}{9808,287} \right| \cdot 100 = 0,01 \%. \text{ Условие выполняется.}$$

После установки БСК в каждом цехе, где это необходимо, рассчитаем реактивную расчетную цеховую мощность с учетом БСК:

$$Q'_{PC} = Q_{PC} - Q_{K,YCT}$$

(1.25)

$$Q'_{PC} = Q_{PC} - Q_{K,YCT} = 979,092 - 500 = 479,092 \text{ кВАр}$$

Полная мощность с учетом БСК:

$$S'_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q'_{PC}^2}$$

(1.26)

Проведем расчет:

$$S'_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q'_{PC}^2} = \sqrt{869,8272^2 + 479,092^2} = 993,04 \text{ кВА}$$

Расчет и выбор компенсирующих устройств для остальных цехов представлен в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – Выбор КУ

№ по плану	Qpc (кВар)	Qбат (кВар)	№бат (шт)	Qн.бат (кВар)	Тип КУ	Qк.уст (кВар)	Ppc (кВт)	Q'pc (кВар)	S'pc (кВА)
<b>0,4 кВ</b>									
1	979,092	483,019	2	250	АУКРМ-0,4-250-25-УХЛ4	500	869,83	479,092	993,0400
2	3176,118	1566,888	4	400	АУКРМ-0,4-400-50-УХЛ4	1600	2760,11	1576,118	3178,42076
3	1624,85	801,594	2	400	АУКРМ-0,4-400-50-УХЛ4	800	1411,69	824,85	1635,01028
4	1287,422	635,139	2	300	АУКРМ-0,4-300-25-УХЛ4	600	2657,46	687,422	2782,52553
5	1160,993	572,757	2	300	АУКРМ-0,4-300-25-УХЛ4	600	2393,38	560,993	2458,24365
6	149,631	0				0	243,19	149,631	285,536162
7	770,457	380,092	2	200	АУКРМ-0,4-200-25-УХЛ4	400	1038,69	370,454	1102,7748
8	400,951	197,802	2	100	АУКРМ-0,4-100-25-УХЛ4	200	654,9	200,951	685,038713
9	66,103	0				0	80,92	66,103	104,484848
10	4661,665	2299,759	4	600	АУКРМ-0,4-600-50-УХЛ4	2400	3514,94	2261,665	4179,70811
11	2152,892	1062,095	4	250	АУКРМ-0,4-250-25-УХЛ4	1000	1878,21	1152,892	2203,82503
12	928,652	458,136	2	200	АУКРМ-0,4-200-25-УХЛ4	400	955,42	528,652	1091,92785
13	450,184	222,091	2	100	АУКРМ-0,4-100-25-УХЛ4	200	605,33	250,184	654,993394
14	374,842	184,922	2	90	АУКРМ-0,4-90-15-УХЛ4	180	503,94	194,842	540,295224
15	405,56	200,076	2	100	АУКРМ-0,4-100-25-УХЛ4	200	654,45	205,56	685,976072
16	599,854	295,928	2	150	АУКРМ-0,4-150-25-УХЛ4	300	967,83	299,854	1013,21674
17	729,445904	385,293	2	200	АУКРМ-0,4-200-25-УХЛ4	400	715	375,543	1124,4865
18	188,33	0				0	220,72	188,33	290,147777
19	315,782	155,786	2	75	АУКРМ-0,4-75-25-УХЛ4	150	361,42	165,782	397,631714
20	374,226	184,618	2	90	АУКРМ-0,4-90-15-УХЛ4	180	500,14	194,226	536,529365
Сумма 0,4 кВ	20797,05	10086				10110	22987,57	10733,14	25943,81
<b>6 кВ</b>									
6	-1976,0342						4080	-1976,034	4533,333
8	-494,0085						1020	-494,0085	1133,333
13	2248,8886						2550	2248,8886	3400,000
14	1874,0738						2125	1874,0738	2833,333
17	218,059						250,26	218,059	1021,428
Сумма 6 кВ	2382,3656						10025,26	2382,3656	12921,429
Сумма (0,4+6)кВ	23179,415						33012,83	13115,51	38865,24

С учетом компенсации потребления реактивной мощности необходимо скорректировать расчетные мощности цехов и ремонтного завода в целом.

Таким образом, сделаем пересчет табл. 1.5 следующим образом:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S'_{PЦ},$$

(1.27)

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S'_{PЦ},$$

(1.28)

$$P'_{PЦ1} = P_{PЦ} + \Delta P_{TP},$$

(1.29)

$$Q'_{PЦ1} = Q'_{PЦ} + \Delta Q_{TP},$$

(1.30)

$$S'_{PЦ1} = \sqrt{P'_{PЦ1}{}^2 + Q'_{PЦ1}{}^2}.$$

(1.31)

Проведем расчет:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S'_{PЦ} = 0,02 \cdot 993,04 = 19,8608 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S'_{PЦ} = 0,1 \cdot 993,04 = 99,304 \text{ кВар}$$

$$P'_{PЦ1} = P_{PЦ} + \Delta P_{TP} = 869,8272 + 19,8608 = 889,688 \text{ кВт}$$

$$Q'_{PЦ1} = Q'_{PЦ} + \Delta Q_{TP} = 479,092 + 99,304 = 578,396 \text{ кВар}$$

$$S'_{PЦ1} = \sqrt{P'_{PЦ1}{}^2 + Q'_{PЦ1}{}^2} = \sqrt{889,688^2 + 578,396^2} = 1061,17231 \text{ кВА}$$

Результаты расчетов сведем в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Расчет нагрузок цехов с учетом БСК и потерь в трансформаторе

№	Название цеха	ΔPтр (кВт)	ΔQтр (кВа)	P'рц1 (кВт)	Q'рц1 (кВар)	S'рц1 (кВА)
<b>0,4 кВ</b>						

1	Механический цех№1	19,8608	99,304	889,688	578,396	1061,1723
2	Механический цех№2	63,568	317,842	2823,679	1893,96	3400,036
3	Механический цех№3	32,7	163,501	1444,3946	988,351	1750,1752
4	Термический цех№1	55,650	278,252	2713,106	965,674	2879,839
5	Термический цех№2	49,1648	245,8243	2442,540	806,8173	2572,3452
6	Компрессорная станция	5,71072	28,5536	248,90072	178,1846	306,10671
7	Сборочный цех	22,05549	110,27748	1060,7451	480,73148	1164,5956
8	Кислородная установка	13,70076	6,85038	668,60276	207,80138	700,15074
9	Склад готовой продукции	2,089696	10,44848	83,005696	76,55148	112,91622
10	Механический цех№4	83,59416	417,9708	3598,5381	2679,6358	4486,6384
11	Механический цех№5	44,0765	220,3825	1922,2896	1373,2745	2362,4309
12	Цех окраски	21,83854	109,1927	977,26174	637,8447	1166,9988
13	Литейный цех №1	13,09986	65,4993	618,42886	315,6833	694,34155
14	Литейный цех №2	10,8059	54,0295	514,7459	248,8715	571,75201
15	Насосная№1	13,71952	68,5976	668,17152	274,1576	722,22958
16	Насосная№2	20,26432	101,3216	988,09432	401,1756	1066,4296
17	Испытательная станция	22,48973	112,4487	737,4897	487,9917	884,32287
18	Административный корпус, лаборатория (ЦЗЛ), столовая	5,80294	29,0147	226,52294	217,3447	313,92891
19	Ремонтно – механический цех	7,95262	39,7631	369,37662	205,5451	422,71488
20	Котельная	10,73058	53,6529	510,87058	247,8789	567,83157
Сумма 0,4 кВ				23506,45	13265,87	27206,956

$$P_{P3} = (\Sigma P_{P0,4} + \Sigma P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT} + \Sigma \Delta P_T \quad (1.32)$$

$$Q_{P3} = (\Sigma Q_{P0,4} + \Sigma Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT} + \Sigma \Delta Q_T \quad (1.33)$$

$$S_{P3} = \sqrt{P_{P3}^2 + Q_{P3}^2} \quad (1.34)$$

Проведем расчет:

$$P_{P3} = (\Sigma P_{P0.4} + \Sigma P_{P6}) \cdot K_{PM} + P_{POT} + \Sigma \Delta P_T = 30151,23$$

$$Q_{P3} = (\Sigma Q_{P0.4} + \Sigma Q_{P6}) \cdot K_{PM} + Q_{POT} + \Sigma \Delta Q_T = 15561,43$$

$$S_{P3} = \sqrt{P_{P3}^2 + Q_{P3}^2} = 30151,4880 \text{ } 6\kappa BA$$



## 2 Определение центра электрических нагрузок

### 2.1 Построение картограммы нагрузок

В ходе выполнения работы нужно вычислить: картограмму активных нагрузок на данном заводе, используя при вычислениях данные по цехам. Выявить центр электрических нагрузок (ЦЭН) учитывая временные рамки работы цеха и указать его на генеральном плане завода. Определить оптимальное место где разместить ГПП и указать его на плане.

На полученных результатах определения нагрузок цехов, делается построение картограммы. Она делается исходя из определенных условия, расчетные нагрузками цехов это площади кругов в приведенном масштабе.

Произведем расчет на примере механического цеха №1 (цех №1 согласно генерального плана).

Найдём радиус окружности согласно следующей формулы:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P'_{ПЦ}}{\pi \cdot m}},$$

(2.1)

где  $r_1$  – радиус круга, м;

$m$  – масштаб (принимается равным 100).

Проведем расчет:

$$r_1 = \sqrt{\frac{889,688}{3,14 \cdot 100}} = 1,68 \text{ см}$$

В виде сегментов круга показывается осветительная нагрузка. Угол сектора можно рассчитать согласно следующей формулы:

$$\alpha_1 = \frac{P_{P.OCB} \cdot 360}{\pi \cdot r^2 \cdot m}, \quad (2.2)$$

где  $P_{осв1}$  – активная мощность осветительной нагрузки 1-го цеха, кВт.

Проведем расчет:

$$\alpha_1 = \frac{59,8272 \cdot 360}{3,14 \cdot 1,68^2 \cdot 100} = 24,2^\circ.$$

Расчеты для остальных цехов сведем в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Картограмма нагрузок

№ по плану	Наименование цеха	Рро, кВт	R, см	D, см	Р'рц1, кВт	а, град
<b>0,4 кВт</b>						
1	Механический цех№1	59,82	1,68	3,36	869,83	24,2
2	Механический цех№2	92,610	2,99	5,99	2760,11	11,87
3	Механический цех№3	46,69	2,14	4,28	1411,69	11,68
4	Термический цех№1	17,455	2,93	5,87	2657,46	2,33
5	Термический цех№2	13,376	2,78	5,57	2393,38	1,98
6	Компрессорная станция	3,1901	0,89	1,78	243,19	4,61
7	Сборочный цех	18,689	1,83	3,67	1038,69	6,4
8	Кислородная установка	14,902	1,45	2,91	654,9	8,12
9	Склад готовой продукции	8,916	0,51	1,02	80,92	39,3
10	Механический цех№4	34,94	3,38	6,77	3514,94	3,5
11	Механический цех№5	78,213	2,47	4,94	1878,21	14,69
12	Цех окраски	115,42	1,76	3,52	955,42	42,72
13	Литейный цех №1	29,329	1,4	2,8	605,33	17,15
14	Литейный цех №2	23,94	1,28	2,56	503,94	16,75
15	Насосная№1	14,4524	1,45	2,91	654,45	7,87
16	Насосная№2	7,8304	1,77	3,54	967,83	2,86
17	Испытательная станция	15,078	1,51	3	715	9,51
18	Административный корпус, лаборатория (ЦЗЛ), столовая	10,720	0,84	1,69	220,72	17,41
19	Ремонтно – механический цех	11,424	1,08	2,16	361,42	11,22
20	Котельная	7,14	1,27	2,55	500,14	5,07
Сумма 0,4 кВт		624,1581			22987,5	
6	Компрессорная станция (6 * 800)		3,6	7	4080	
8	Кислородная установка (4 * 315)		1,8	2,8	1020	
13	Литейный цех №1 (1 * 3000)		2,84	5,69	2550	

14	Литейный цех №2 (1 * 2500)		2,6	5,2	2125	
17	Испытательная станция (1 * 400)		1,5	1,8	250,26	
Сумма 6 кВ					10025,2	
Сумма 0,4 + 6 кВ		624,1581			33012,8	
			m			$\pi$
			100			3,14

## 2.2 Определение ЦЭН

Под ЦЭН группы электроприёмников понимается точка с координатами  $(x_0; y_0)$ , относительно которой имеют место наименьшие показатели разброса нагрузок.

В табл. 2.2 представлены расчетные значения ЦЭН.

Таблица 2.2 – Определение ЦЭН

№ по плану	Наименование цеха	X, мм	Y, мм	P'rc1, кВт	X*P'rc1, мм*кВт	Y*P'rc1, мм*кВт
1	Механический цех№1	10,04	44,87	889,68	8933,17	39922,17
2	Механический цех№2	21,19	140,76	2823,68	59838,55	397476,02
3	Механический цех№3	17,09	211,69	1444,39	24693,94	305769,82
4	Термический цех№1	30,36	18,40	2713,11	82368,27	49938,79
5	Термический цех№2	30,9	47,89	2442,54	75513,56	116978,37
6	Компрессорная станция	31,4	82,82	248,90	7816,20	20614,61
7	Сборочный цех	401,9	102,26	1060,74	42633,14	108477,42
8	Кислородная установка	54,19	189,66	668,60	36232,72	126812,82
9	Склад готовой продукции	60,69	221,67	83,005	5037,63	18400,29
10	Механический цех№4	92,26	39,89	3598,53	332003,65	143546,76
11	Механический цех№5	61,19	140,26	1922,28	117628,17	269630,53
12	Цех окраски	62,37	44,90	977,26	60953,67	43885,40
13	Литейный цех №1	93,76	131,24	618,43	57984,33	81167,86
14	Литейный цех №2	93,76	189,74	514,74	48262,93	97672,26
15	Насосная№1	118,5	161,70	668,17	79178,32	108047,88
16	Насосная№2	112	42,84	988,09	110666,5	42338,26
17	Испытательная станция	112	110,26	255,79	28648,6	28204,60

18	Административный корпус, лаборатория (ЦЗЛ), столовая	112	16,87	226,53	25370,57	3822,14
19	Ремонтно – механический цех	120	195,18	369,38	44325,19	72096,40
20	Котельная	108,2101	230	510,87	55281,35	117500,23
Сумма 0,4 кВ					1303370,59	2192302,63
6	Компрессорная станция (6 * 800)	31,41	82,82	4080	128123,83	337916,21
8	Кислородная установка (4 * 315)	54,19	189,66	1020	55275,53	193461,77
13	Литейный цех №1 (1 * 3000)	93,76	1312,48	2550	239089,79	334683,68
14	Литейный цех №2 (1 * 2500)	93,76	189,74	2125	199241,49	403215,56
17	Испытательная станция (1 * 400)	112	110,26	250,26	80080	78838,91
Сумма 6 кВ				10025,26	701810,64	1348116,12
Сумма 0,4 + 6 кВ				33012,83	2005181,23	3540418,75
					X, мм	Y, мм
					63,6	109,59

Определим координаты центра электрической нагрузки ремонтного завода согласно следующим формулам:

Рассчитаем ординату ЦЭН:

$$X_0 = \frac{\sum P_{PЦ} \cdot X_i}{\sum P_{PЦ}} \quad (2.3)$$

Рассчитаем абсциссу ЦЭН

$$Y_0 = \frac{\sum P_{PЦ} \cdot Y_i}{\sum P_{PЦ}} \quad (2.4)$$

Проведем расчет:

$$X_0 = \frac{\sum P_{PЦ} \cdot X_i}{\sum P_{PЦ}} = 63,6 \text{ мм}$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{PЦ} \cdot Y_i}{\sum P_{PЦ}} = 109,59 \text{ мм}$$

## 2.3 Выбор и место расположение ППЭ

В качестве пункта приёма электроэнергии применим главную понизительную подстанцию (ГПП). Так как установить ГПП в центре электрических нагрузок не представляется возможным, располагаем его между цехами №16 и №17 (рис. 2.2).

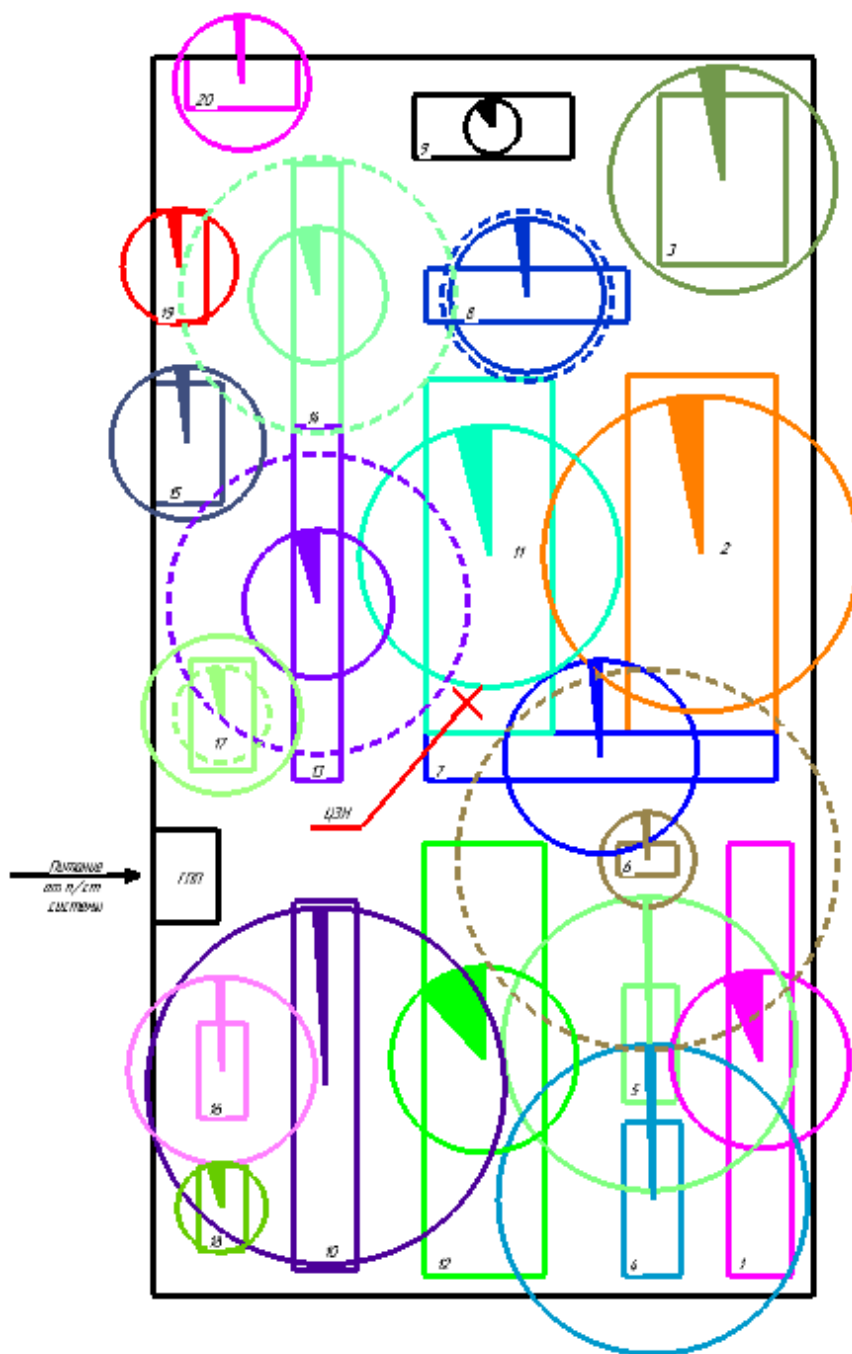


Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок ремонтного завода

### 3 Выбор системы питания

#### 3.1 Выбор напряжения питания ППЭ

Рациональное напряжение питания ППЭ можно определить по следующей эмпирической формуле:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{\frac{P_{PЗ}}{2}}}} \quad (3.1)$$

Проведем расчет:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{\frac{P_{PЗ}}{2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{6} + \frac{2500}{\frac{29451,7622}{2}}}} = 109,433 \text{ кВ}$$

где  $l$  – расстояние от подстанции энергосистемы до ремонтного завода, км;

$P_{PЗ}$  – расчетные значения активной нагрузки ремонтного завода, МВт.

Принимаем два стандартных значения напряжения: 35 кВ и 110 кВ.

Необходимо выполнить ТЭР, чтобы затраты оказались минимальными.

#### 3.2 Выбор трансформаторов ППЭ

При определении типа, числа и мощности трансформаторов, необходимо руководствоваться следующими правилами:

- число стандартных мощностей трансформаторов не должно превышать три (необходимо соблюдать однотипность трансформаторов);
- число трансформаторов на ТП определяется условиями надежности;

– выбор мощности трансформаторов двух-трансформаторной п/ст берется по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах.

Согласно суточного графика нагрузки определим мощность трансформаторов. С этой целью определим среднеквадратичную мощность согласно следующим формулам:

$$P_{CP.KB} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.2)$$

$$Q_{CP.KB} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.3)$$

$$S_{CP.KB} = \sqrt{P_{CP.KB}^2 + Q_{CP.KB}^2}. \quad (3.4)$$

Произведем расчет:

$$P_{CP.KB} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{12318,9}{24}} = 22,6558(MBm)$$

$$Q_{CP.KB} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{3262,446}{24}} = 11,6591(MBap)$$

$$S_{CP.KB} = \sqrt{P_{CP.KB}^2 + Q_{CP.KB}^2} = \sqrt{22,6558^2 + 11,6591^2} = 25,4798(MBA).$$

$$T_{MAX} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i \cdot \Delta t_i}{P_3}, \quad (3.5)$$

Произведем расчет:  $T_{MAX} = 6476,96$  ч.

Определяем мощность одного трансформатора:

$$S_{mp} \geq \frac{S_{cp.kb.}}{Kn}. \quad (3.6)$$

$$S_{mp} \geq \frac{S_{cp.kb.}}{Kn} = \frac{25,4798}{1,5} = 16,9865(MBA) \text{ где:}$$

$Kn$  – коэффициент перегрузки равный 1,5.

Таблица 3.1. Построение суточного графика нагрузки

часы	зима	Ррз (кВт)	Qрз (кВар)	Pi(МВт)	Qi(МВар)	Si(МВА)	Pi <sup>2</sup> (МВт)	Qi <sup>2</sup> (МВар)
1	0,35	29451,7622	15156,4322	10,3081168	5,30475127	11,593	106,2572	28,1403
2	0,35	29451,7622	15156,4322	10,3081168	5,30475127	11,593	106,2572	28,1403
3	0,33	29451,7622	15156,4322	9,71908153	5,00162263	10,9305	94,4605	25,0162
4	0,35	29451,7622	15156,4322	10,3081168	5,30475127	11,593	106,2572	28,1403
5	0,35	29451,7622	15156,4322	10,3081168	5,30475127	11,593	106,2572	28,1403
6	0,32	29451,7622	15156,4322	9,4245639	4,8500583	10,5993	88,8224	23,523
7	0,27	29451,7622	15156,4322	7,95197579	4,09223669	8,9431	63,2339	16,7464
8	0,50	29451,7622	15156,4322	14,7258811	7,5782161	16,5614	216,8515	57,4293
9	0,92	29451,7622	15156,4322	27,0956212	13,9439176	30,473	734,1726	194,4328
10	1,00	29451,7622	15156,4322	29,4517622	15,1564322	33,1228	867,4062	229,7174
11	1,00	29451,7622	15156,4322	29,4517622	15,1564322	33,1228	867,4062	229,7174
12	0,93	29451,7622	15156,4322	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
13	0,88	29451,7622	15156,4322	25,9175507	13,3376603	29,1481	671,7194	177,8931
14	0,97	29451,7622	15156,4322	28,5682093	14,7017392	32,1291	816,1425	216,1411
15	0,93	29451,7622	15156,4322	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
16	0,90	29451,7622	15156,4322	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
17	0,85	29451,7622	15156,4322	25,0339979	12,8829674	28,1544	626,701	165,9708
18	0,90	29451,7622	15156,4322	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
19	0,90	29451,7622	15156,4322	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
20	0,88	29451,7622	15156,4322	25,9175507	13,3376603	29,1481	671,7194	177,8931
21	0,93	29451,7622	15156,4322	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
22	0,93	29451,7622	15156,4322	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
23	0,86	29451,7622	15156,4322	25,3285155	13,0345317	28,4856	641,5336	169,899
24	0,70	29451,7622	15156,4322	20,6162335	10,6095025	23,186	425,0290	112,5615
			Сумма	509,515	262,206		12318,9	3262,446



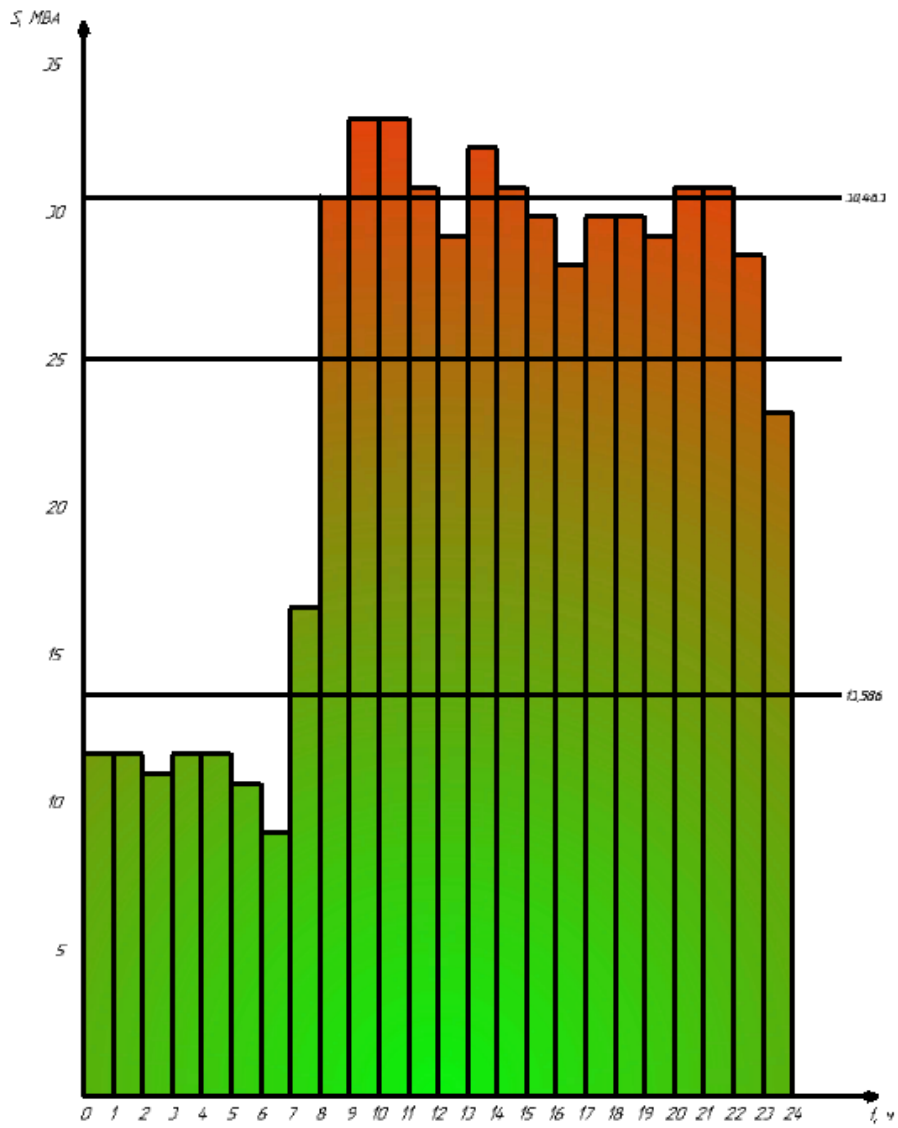


Рисунок 3.2 – Суточный график нагрузки ремонтного завода

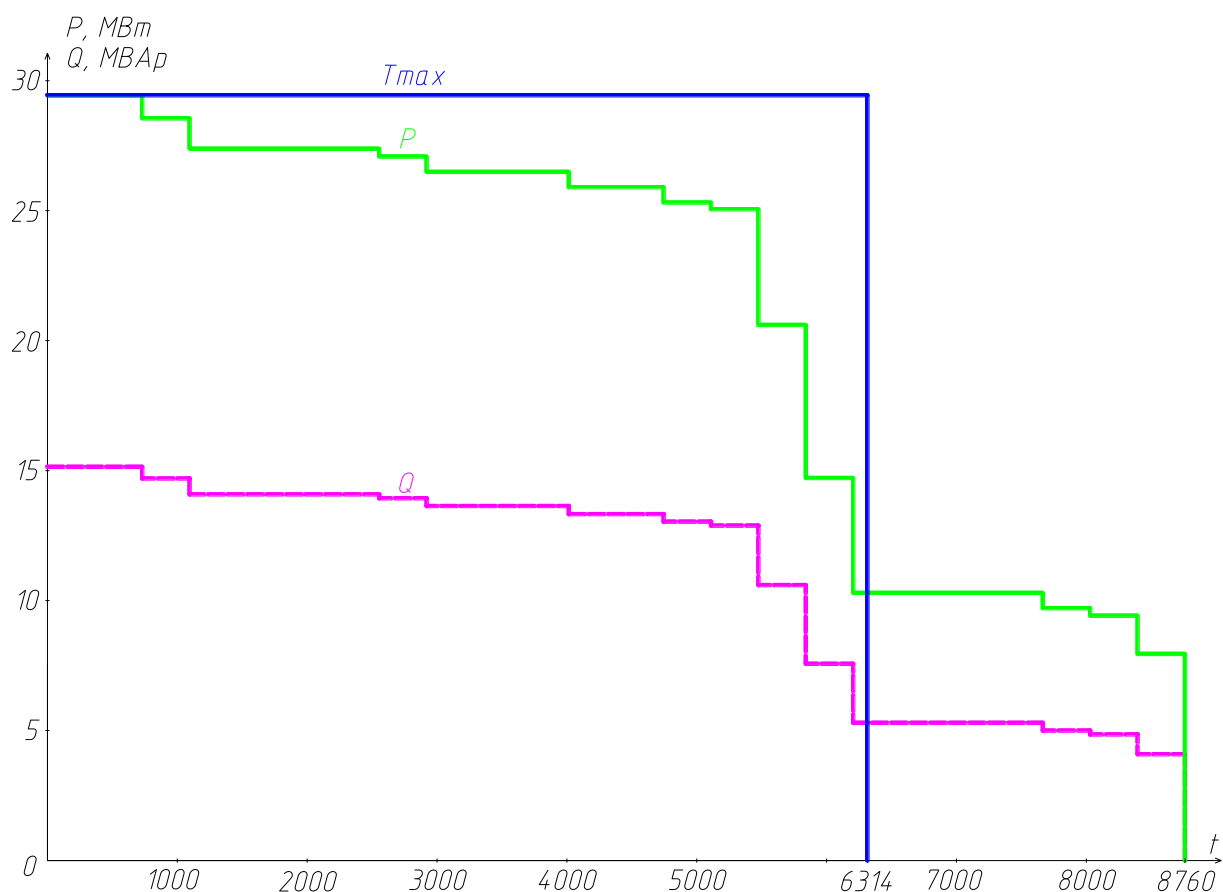


Рисунок 3.3 – Годовой график нагрузки завода.

Т.к. еще не был произведен ТЭР то намечается два вида трансформаторных п/ст с трансформаторами типов:

- 1) трансформатор ТРДН 25000/35.
- 2) трансформатор ТРДН-25000/110.

### 3.3 Проверка трансформатора

ГПП должна обеспечивать группу надежности, которую обеспечивают трансформаторные подстанции, рассчитанные ранее. Т.к. трансформаторная подстанция относится к первой категории надежности, то, несмотря на то, что другие трансформаторные подстанции относятся ко

второй категории надежности, необходимо проверить ГПП по условию первой категории надежности.

1) Определяем коэффициент предварительной загрузки:

Таблица 3.2 – Коэффициент предварительной загрузки

№	часы	Qi(МВАр)	Pi(МВт)	Qi <sup>2</sup> (МВАр)	Pi <sup>2</sup> (МВт)
1	1	5,304	10,308	28,141	106,257
2	2	5,304	10,308	28,141	106,257
3	3	5,002	9,719	25,016	94,461
4	4	5,305	10,308	28,141	106,257
5	5	5,305	10,308	28,141	106,257
6	6	4,851	9,425	23,523	88,822
7	7	4,092	7,9519	16,746	63,234
8	8	7,578	14,726	57,429	216,852
9	24	10,609	20,616	112,561	425,029
сумма				347,838	1313,462

$$P_1 = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.7)$$

$$Q_1 = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.8)$$

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}. \quad (3.9)$$

Произведем расчет

$$P_1 = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{1313,4621}{9}} = 12,08(\text{МВт})$$

$$Q_1 = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{347,8376}{9}} = 6,2(\text{МВАр})$$

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_2^2} = \sqrt{12,08^2 + 6,2^2} = 13,586(\text{MBA})$$

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{TP}} \quad (3.10)$$

Произведем расчет:

$$K_1 = \frac{S_1}{n \cdot S_{TP}} = \frac{13586}{25000} = 0,543$$

2) Определяем коэффициент аварийных перегрузок:

Таблица 3.3 – Коэффициент аварийных перегрузок

	часы	Pi (МВт)	Qi( МВАр)	Si (MBA)	Pi <sup>2</sup> (МВт)	Qi <sup>2</sup> (MBAp)
1	9	27,0956212	13,9439176	30,473	734,1726	194,4328
2	10	29,4517622	15,1564322	33,1228	867,4062	229,7174
3	11	29,4517622	15,1564322	33,1228	867,4062	229,7174
4	12	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
5	13	25,9175507	13,3376603	29,1481	671,7194	177,8931
6	14	28,5682093	14,7017392	32,1291	816,1425	216,1411
7	15	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
8	16	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
9	17	25,0339979	12,8829674	28,1544	626,701	165,9708
10	18	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
11	19	26,506586	13,640789	29,8105	702,5991	186,0711
12	20	25,9175507	13,3376603	29,1481	671,7194	177,8931
13	21	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
14	22	27,3901388	14,0954819	30,8042	750,2197	198,6826
15	23	25,3285155	13,0345317	28,4856	641,5336	169,899
				сумма	11005,477	2914,6084

$$P_2 = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.11)$$

$$Q_2 = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad (3.12)$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}. \quad (3.13)$$

Произведем расчет:

$$P_2 = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{11005,477}{15}} = 27,086(\text{MBm})$$

$$Q_2 = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \sqrt{\frac{2914,6084}{15}} = 13,939(\text{MVar})$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{27,086^2 + 13,939^2} = 30,463(\text{MBA})$$

$$K_2 = \frac{S_2}{n \cdot S_{TP}} \quad (3.14)$$

$$K_2 = \frac{S_2}{n \cdot S_{TP}} = \frac{30463}{25000} = 1,2$$

Согласно ГОСТ 14209-97 определяем  $K'_2 = 1,5$  и сравниваем с коэффициентом  $K_2$

Если  $K'_2 > K_2$  ( $1,5 > 1,2$ ) т.е. выполняется условие перегрузочной способности для трансформатора в послеаварийном режиме, из этого следует, что трансформаторы подобраны правильно.

$$K_{\max} = \frac{S_{P3}}{S_{TP}} \quad (3.15)$$

$$\text{Произведем проверку. } K_{\max} = \frac{S_{P3}}{S_{TP}} = \frac{33122}{25000} = 1,3.$$

Таким образом, ГПП обеспечивает требуемую группу надежности.

### 3.4 Выбор распределительных устройств высшего напряжения

#### ППЭ

Схемы внутреннего и внешнего электроснабжения выполняют, беря во внимание возможности дальнейшего расширения производства, особенности режима работы потребителей, удобства обслуживания и т. д.

Распределительное устройство на стороне высокого напряжения примем согласно схемы, представленной на рис. 3.4.

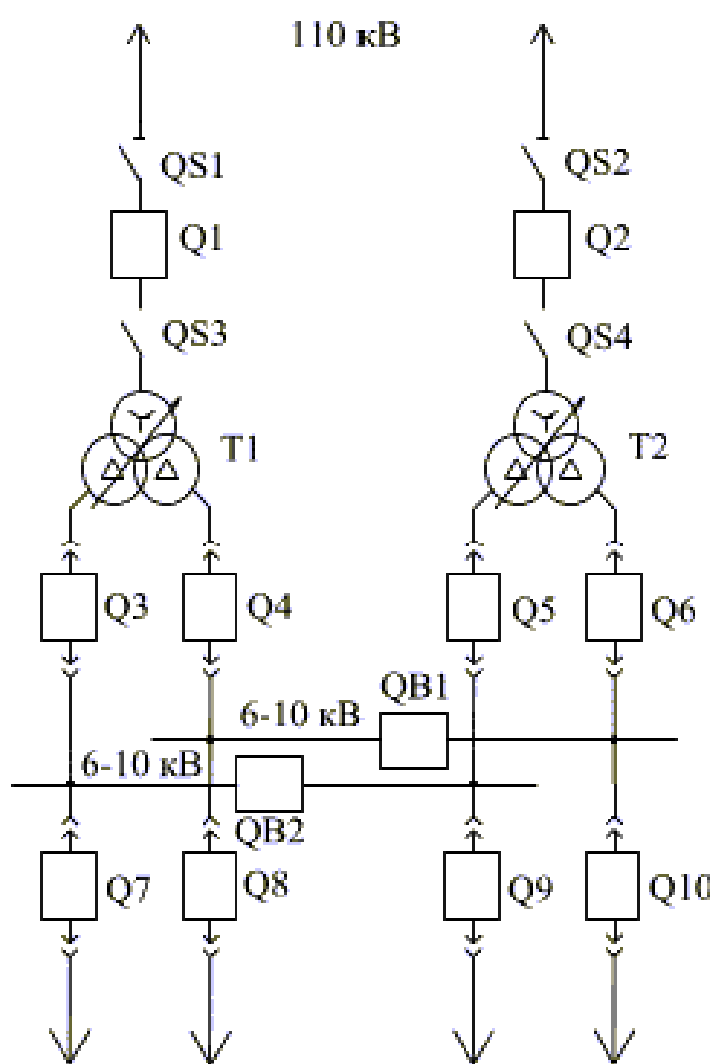


Рисунок 3.4 – Распределительное устройство на стороне высокого напряжения

### 3.5 Технико-экономический расчет

Проведём технико-экономический расчет по двум вариантам.

1 Вариант.  $U=35$  кВ

В табл. 3.4 представлены основные технические характеристики трансформатора ТРДН 25000/35.

Таблица 3.4 – Трансформатор ТРДН 25000/35

Тип	Sном кВА	Uвн кВ	Uсн кВ	Uнн кВ	$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_k$ кВт	Uк % (В- Н)	Uк % (В-С)	Uк % (С-Н)	Iх %
ТРДН- 25000/35	25000	36,75		6,3- 6,3	25	115	10,5		30	0,65

Определим мощность, протекающую в ЛЭП.

Определим потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta S_{TP} = 2 \cdot (\Delta P_{XX} + j\Delta Q_{XX}) + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{S_{P3}^2}{U_H^2} \cdot (R_T + jX_T) \right). \quad (3.16)$$

где  $R_T = \frac{\Delta P_{KK} \cdot U^2}{S_{ном}^2}$ ;

$$X_T = \frac{U_{k\%} \cdot U^2}{100 \cdot S_{ннО}}$$

Произведем расчет:

$$R_T = \frac{115 \cdot 36,75^2}{25^2 \cdot 1000} = 0,249 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 36,75^2}{100 \cdot 25} = 5,672 \text{ Ом}.$$

$$\Delta S_{TP} = 0,103 + j2,466 \text{ МВА}.$$

Тогда полную мощность линии определим следующим образом:

$$S_{лЭП} = \Delta S_{TP} + S_{P3} \quad (3.17)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Произведем расчет:

$$S_{\text{ЛЭП}} = 0,103 + j2,466 + 29,451 + j15,156 = 29,554 + j17,622 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{29,554^2 + 17,662^2} = 34,409 \text{ МВА}.$$

Определим ток в линии в нормальном режиме следующим образом:

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{n \cdot U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (3.18)$$

где  $n=4$  число проводников.

Произведем расчет:

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{34,409 \cdot 10^6}{4 \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 142 \text{ А}.$$

По экономической плотности тока определим сечение проводников:

$$F_{\text{э}} = \frac{142}{1} = 142 \quad (3.19)$$

где  $J_{\text{э}}=1$  – экономическая плотность тока. Для машиностроительного завода  $T_{\text{max}}=6314$  часов.

Произведем расчет:

$$F_{\text{э}} = \frac{142}{1} = 142 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее значения из стандартного ряда сечений проводов. Возьмем марку провода АС-150/24 мм<sup>2</sup>.

Проведем проверку по допустимому току.

В послеаварийном режиме ток будет:

$$I_{\text{ПАР}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (3.20)$$

Произведем расчет:

$$I_{\text{ПАР}} = \frac{34,409 \cdot 10^6}{2 \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 284 \text{ А}.$$



Согласно ПУЭ предельно допустимый ток для выбранного сечения питающей линии марки АС-150/24 равен 450 А. Сечение по условию проверки проходит.

Проведем проверку выбранного провода по потерям напряжения:

Определим активные и индуктивные сопротивления воздушной линии:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,198 \cdot 6 = 1,188 \text{ Ом} \quad (3.21)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,406 \cdot 6 = 2,434 \text{ Ом} \quad (3.22)$$

где  $r_0=19.8$  Ом/км и  $x_0=40,6$  Ом/км удельные сопротивления выбранного провода на 100 км длины линии.  $l=6$  расстояние от энергосистемы до завода.

Проведем расчет по потерям напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\% \text{НОРМ}} = \frac{(P_{\text{РЗ}} + \Delta P_{\text{ТР}}) \cdot R_{\text{л}} + (Q_{\text{РЗ}} + \Delta Q_{\text{ТР}}) \cdot X_{\text{л}}}{4 \cdot U_{\text{Н}}^2} \cdot 100\% \quad (3.23)$$

Проведем расчет:

$$\Delta U_{\% \text{ПАР}} = \frac{(29451 + 103) \cdot 1,188 \cdot 10^{-3} + (15156 + 2466) \cdot 2,434 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 35^2} \cdot 100\% = 2,84\%$$

Т.к.  $\Delta U_{\% \text{ПАР}} = 2,84\% \leq 10 - 15\%$  сечение проводника по данному условию проходит.

Определение стоимости капитальных вложений на ВЛ 35 кВ:

$$K_{\text{л}} = C_{\text{л}} \cdot n \cdot l = 599 \cdot 6 \cdot 2 = 7190 \text{ тыс. руб.}$$

$L=6$  км длина воздушной линии;  $C_{\text{л}}=599$  тыс. руб. стоимость сооружения 1 км воздушной линии,  $n$ - количество двухцепных линий.

Потери мощности составят:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{ЛЭП}}^2 + Q_{\text{ЛЭП}}^2}{U^2 \cdot n} \cdot R_{\text{л}} \quad (3.24)$$

Произведем расчет:

$$\Delta P_{\text{Л}} = \frac{(29,554 \cdot 10^6)^2 + (17,662 \cdot 10^6)^2}{(36,75 \cdot 10^3)^2 \cdot 4} \cdot 1,188 = 220080 \text{ В.}$$

Стоимость капиталовложений на строительство подстанции:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}} \quad (3.25)$$

Произведем расчет:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}} = 1736 \cdot 2 + 151,2 \cdot 2 + 1960 = 5734 \text{ тыс.руб.}$$

Дополнительные капиталовложения:

$$K_{\text{ДОП}} = K_{\text{уд}} \cdot (\Delta P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ТР}}), \quad (3.26)$$

где  $K_{\text{уд}}=4200$  руб/кВт удельная стоимость 1 кВт оборудования.

Произведем расчет:

$$K_{\text{ДОП}} = 4200 \cdot (0,2200 + 0,103) = 1356,6 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капитала вложения составят:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{Л}} + K_{\text{ПС}} + K_{\text{ДОП}} \quad (3.27)$$

Произведем расчет:

$$K_{\Sigma} = 7190 + 5734 + 1356,6 = 14280,6 \text{ тыс.руб.}$$

Определим издержки на амортизацию:

$$I_{\text{Л}} = \frac{\alpha_{\text{Л}}}{100} \cdot K_{\text{Л}} = \frac{2,8}{100} \cdot 7190 = 201,3 \quad (3.28)$$

$$I_{\text{ПС}} = \frac{\alpha_{\text{ПС}}}{100} \cdot K_{\text{ПС}} = \frac{9,4}{100} \cdot 5734 = 539 \quad (3.29)$$

где  $\alpha_{\text{Л}}=2.8\%$  суммарный коэффициент для линий;  $\alpha_{\text{ПС}}=9.4\%$  суммарный коэффициент для п/ст 35/6.

Найдем время максимальных потерь:

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0.124 + \frac{6314}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3781 \text{ ч.} \quad (3.30)$$

Потери электроэнергии будут:

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ТР}}) \cdot \tau + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T \quad (3.31)$$

Произведем расчет:

$$\Delta W_{\Sigma} = (0,22 + 0,103) \cdot 3781 + 0,025 \cdot 8760 = 1440 \text{ МВт}\cdot\text{час}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_{\Pi} \cdot \Delta W_{\Sigma} = 1,3 \cdot 1440 = 1872 \text{ тыс.руб.} \quad (3.32)$$

где  $C_{\Pi}=1,3$  стоимость потерь электроэнергии в рублях за кВт·час.

Ежегодные издержки на эксплуатацию воздушной линии 35 кВ и подстанции будут равны:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{Л}} + I_{\text{ПС}} + I_{\Delta W} = 201,3 + 539 + 1872 = 2612,3 \text{ тыс.руб} \quad (3.33)$$

Приведенные затраты составят:

$$Z = 0,12 \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,12 \cdot 14440 + 2612,3 = 4345,1 \text{ тыс.руб} \quad (3.34)$$

Вариант 2. U=110 кВ

В табл. 3.5 представлены основные технические характеристики трансформатора ТРДН 25000/110.

Таблица 3.5 – Трансформатор ТРДН 25000/110

Тип	Sном кВА	Uвн кВ	Uсн кВ	Uнн кВ	ΔPх кВт	ΔPк кВт	Uк % (В- н)	Uк % (В-С)	Uк % (С- н)	Iх %
ТРДН- 25000\110	25000	115		6,3- 6,3	25	120	10,5		30	0,65

Определим мощность ЛЭП:

Определим потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta S_{\text{ТР}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{XX}} + j\Delta Q_{\text{XX}}) + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{S_{\text{P3}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot (R_{\text{T}} + jX_{\text{T}}) \right) \quad (3.35)$$

Произведем расчет:

$$\Delta S_{\text{ТР}} = 2 \cdot (0,025 + j0,1625) + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{33,122^2}{115^2} \cdot (2,54 + j55,6) \right) = 0,155 + j2,468$$

МВА.

Полная мощность линии составит:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \Delta S_{\text{ТР}} + S_{\text{РЗ}} = 0,155 + j2,468 + 29,451 + j15,156 = 31,919 + j17,62 \quad (3.36)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{31,919^2 + 17,62^2} = 36,462 \text{ МВА.}$$

Ток в линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{n \cdot U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{36,462 \cdot 10^6}{2 \cdot 110 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 95,8 \text{ А,}$$

где  $n=2$  число проводников.

По экономической плотности тока определим сечение проводников:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н.р.}}}{J_{\text{э}}} = \frac{95,8}{1} = 95,8 \text{ мм}^2 \quad (3.37)$$

$J_{\text{э}}=1$ . Для станкостроительного завода  $T_{\text{max}}=6314$  часов.

Принимаем ближайшее значения из стандартного ряда сечений проводов. Возьмем марку провода АС-95/16 мм<sup>2</sup>

В послеаварийном режиме ток будет:

$$I_{\text{ПАР}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{36,462 \cdot 10^6}{110 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 191,6 \text{ А} \quad (3.38)$$

Согласно ПУЭ предельно допустимый ток для выбранного сечения питающей линии марки АС-95/16 равен 330 А. Сечение по условию проверки проходит.

Проверяем выбранный провод по потерям напряжения в послеаварийном режиме.

Определим активные и индуктивные сопротивления воздушной линии:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,306 \cdot 6 = 1,836 \text{ Ом.} \quad (3.39)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,434 \cdot 6 = 2,604 \text{ Ом.} \quad (3.40)$$

где  $r_0=30,6$  Ом/км и  $x_0=43,4$  Ом/км

Проведем расчет по потерям напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\% \text{НОРМ}} = \frac{(P_{\text{РЗ}} + \Delta P_{\text{ТР}}) \cdot R_{\text{л}} + (Q_{\text{РЗ}} + \Delta Q_{\text{ТР}}) \cdot X_{\text{л}}}{2 \cdot U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% \quad (3.41)$$

Проведем расчет:

$$\Delta U_{\%ПАР} = \frac{(29451 + 155) \cdot 1,836 \cdot 10^{-3} + (15156 + 2561) \cdot 2,468 \cdot 10^{-3}}{110^2} \cdot 100\% = 0,81\%$$

Т.к.  $\Delta U_{\%ПАР} = 0,81\% \leq 10 - 15\%$  сечение проводника по данному условию проходит.

Определение стоимости капитальных вложений на ВЛ 110 кВ:

$$K_{Л} = C_{Л} \cdot n \cdot l = 683,2 \cdot 1 \cdot 6 = 4099 \text{ тыс.руб.} \quad (3.42)$$

$L=6$  км- длина воздушной линии;  $C_{Л}=683,2$  тыс.руб.- стоимость сооружения 1 км. воздушной линии.

Потери мощности составят:

$$\Delta P_{Л} = \frac{P_{ЛЭП}^2 + Q_{ЛЭП}^2}{U^2 \cdot 2} \cdot R_{Л} \quad (3.43)$$

$$\Delta P_{Л} = \frac{(31,919 \cdot 10^6)^2 + (17,62 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2 \cdot 2} \cdot 1,836 = 92271 \text{ Вт.}$$

Определим стоимость капиталовложений на строительства подстанции:

$$K_{ПС} = (2 \cdot 1840) + 1008 \cdot 2 + 3640 = 9359 \text{ тыс.руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения:

$$K_{доп} = K_{уд} \cdot (\Delta P_{Л} + \Delta P_{тр}) = 4200 \cdot (0,09227 + 0,155) = 1038,8 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.44)$$

где  $K_{уд}=4200$  руб/кВт·час, удельная стоимость 1 кВт оборудования.

Общие капиталовложения составят:

$$K_{\Sigma} = K_{Л} + K_{ПС} + K_{доп} = 4099 + 9359 + 1038,8 = 14496,5 \text{ тыс.руб.} \quad (3.45)$$

Определим издержки на амортизацию:

$$I_{Л} = \frac{\alpha_{Л}}{100} \cdot K_{Л} = \frac{2,8}{100} \cdot 4099 = 114,8, \quad (3.46)$$

$$I_{ПС} = \frac{\alpha_{ПС}}{100} \cdot K_{ПС} = \frac{9,4}{100} \cdot 9359 = 879,1. \quad (3.47)$$

где  $\alpha_{Л}=2,8$  суммарный коэффициент для линий;

$\alpha_{ПС}=9,4$  суммарный коэффициент для п/ст 110/6

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0.124 + \frac{6314}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3781 \text{ час} \quad (3.48)$$

Потери электроэнергии будут:

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{TP}}) \cdot \tau + \Delta P_{\text{XX}} \cdot T, \quad (3.49)$$

Произведем расчет:

$$\Delta W_{\Sigma} = (0,09227 + 0,155) \cdot 3781 + 0,025 \cdot 8760 = 1153 \text{ МВт}\cdot\text{час}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_{\Pi} \cdot \Delta W_{\Sigma} = 1,3 \cdot 1153 = 1498,9 \text{ тыс.руб.} \quad (3.50)$$

где  $C_{\Pi}=1,3$  стоимость потерь электроэнергии в рублях за кВт·час.

Ежегодные издержки на эксплуатацию воздушной линии 110 кВ и подстанции:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{л}} + I_{\text{ПС}} + I_{\Delta W} = 114,8 + 879,1 + 1498,9 = 2492,8 \text{ тыс.руб.} \quad (3.51)$$

Приведенные затраты составят:

$$Z = 0,12 \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}. \quad (3.52)$$

Произведем расчет:

$$Z = 0,12 \cdot 13410 + 2492,8 = 4102 \text{ тыс.руб.}$$

## 4 Система распределения

### 4.1 Выбор рационального напряжения распределения

В нашем случае электроснабжение промышленного объекта осуществляется от энергетической системы  $U_n=110$  кВ.

Мощность трансформаторов и сечение проводов линий Л1, Л2 выбраны таким образом, чтобы при нормальном режиме их загруженность составляла 60-70%, а в случае отключения трансформатора и одной из линий трансформатор и другая линия могли бы обеспечивать бесперебойную работу ремонтного завода, даже с допустимой перегрузкой.

Внутризаводское электроснабжение от ГПП до цеховых подстанций при этом может осуществляться по радиальным и магистральным схемам различных модификаций.

Распределение электрической энергии на напряжение выше 1000 В осуществляется по радиальной схеме.

Для учебного проектирования ТЭР не проводим.

Тогда:

$$S_{6кВ} = 12921,429 \text{ кВА}$$

$$S_{P3} = 33122,8582 \text{ кВА}$$

$$\frac{S_{6кВ}}{S_3} \cdot 100\% = \frac{12921,429}{33122,8582} \cdot 100\% = 40\% . \quad (4.1)$$

Принимаем напряжение распределения  $U_p=6$  кВ.

### 4.2 Выбор распределительного устройства низкого напряжения

Выбираем схему распределительного устройства 6 кВ с двух секционированной системой шин.

Определим максимальный рабочий ток станкостроительного завода по формуле:

$$I_{HP} = \frac{S_{p3}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_c} = \frac{33122,8582}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 759,768 A \quad (4.2)$$

Произведем расчет:

$$I_{ПАР} = \frac{S_{p3}}{\sqrt{3} \cdot U_c} = \frac{33122,8582}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.3} = 1519,536 A$$

Т. к. значение тока получилось больше 630 А, значит выбираем ячейки серии КРУ. Следовательно РУНН выполняется комплектными ячейками КРУ.

Схема распределительного устройства низкого напряжения представлена на рис. 4.1.

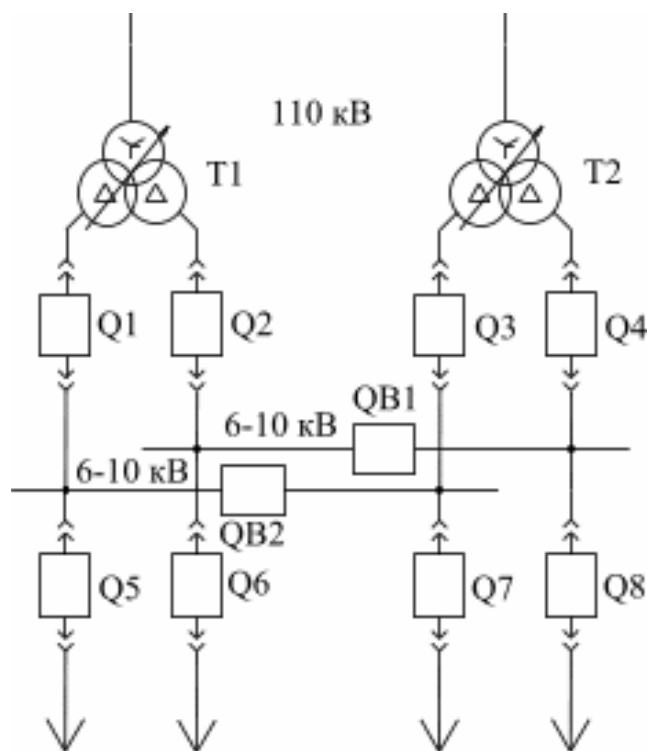


Рисунок 4.1. Схема РУНН



## 5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП

Расчетная нагрузка трансформатора (подстанции) - наибольшее значение полной нагрузки в течении получасового максимума последнего года расчетного периода.

Аварийная расчетная нагрузка - расчетная нагрузка подстанции в после аварийном режиме.

Допустимая нагрузка трансформатора – это нагрузка когда износ изоляции в течении периода эксплуатации меньше или равен износу за период работы при номинальном режиме нагрузки.

Под номинальным режимом нагрузки трансформатора понимается такой режим нагрузки трансформатора при неизменной температуре охлаждающего воздуха -  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$  с номинальным током при номинальных напряжении и частоте.

Допустимая аварийная перегрузка трансформатора - перегрузка, при которой наиболее нагретая точка обмотки имеет температуру не выше предельно допустимой -  $+160\text{ град. C}$ .

Пол нагрузочной способностью трансформатора понимается совокупность допустимых перегрузок и нагрузок трансформатора на подстанции с определенными климатическими условиями места ее установки и видом нагрузки потребителей.

Расчетный сезон – сезон наибольшей расчетной нагрузки. В качестве расчетного сезона для определения многолетней среднесуточной температуры принимается:

- для нагрузок с орошением - лето (июнь, июль, август);
- для теплично-парниковых потребителей - весна (март, апрель, май);
- для остальных потребителей - зима (декабрь, январь, февраль).

Выбор мощности трансформаторов одно- и двухтрансформаторных подстанций производится по экономическим интервалам нагрузки с учетом допустимых нагрузок и аварийных перегрузок.

Если от подстанции питаются несколько потребителей, то следует принимать тот вид нагрузки, который составляет более 50 % от максимальной расчетной нагрузки ТП.

При питании от трансформатора электроприемника с крупным асинхронным электродвигателем необходим контроль возможности его запуска. Так для трансформаторов питающих силовую и осветительную нагрузку мощность проверяемого агрегата (электродвигатель-механизм) не должна превышать 8.

В учебном проектировании мы используем комплектные трансформаторные подстанции (КТП), которые перевозятся уже в собранном виде до места монтажа со всеми уже готовыми частями и только присоединяемые к источникам энергии и приемникам электроэнергии на месте монтажа.

Устанавливать трансформаторы в цехах мощностью менее 200 (кВА) обычно экономически не выгодно, в нашем случае таковым является цех №9.

Поэтому расчет произведем, для цеха №1 по плану.

Определим удельную плотность нагрузки рассматриваемого цеха по формуле:

$$S_{уд} = \frac{S'_{рц}}{F} \quad (5.1)$$

Произведем расчет:

$$S_{уд} = \frac{1061,17231}{15744} = 0,067(\text{кВА} / \text{м}^2).$$

Стандартный ряд номинальной мощности ЦТ: 60;100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500.

Т.к плотность нагрузки не превышает 0,2 (кВА/м<sup>2</sup>) то мощность трансформаторов варьируется до 1000 (кВА). При расчете максимальной мощности  $S'_{PC}$  выбираем 2 трансформатора марки ТМЗ-1000 и производим проверки на перегрузочную способность:

$$K_{3,HP} = \frac{S'_{PC}}{2 \cdot S_{HT}} \quad (5.2)$$

Произведем расчет:

$$K_{3,HP} = \frac{S'_{PC}}{2 \cdot S_{HT}} = \frac{1061,17231}{2 \cdot 1000} = 0,53$$

$$K_{3,ПАР} = \frac{S'_{PC}}{S_{HT}} \quad (5.3)$$

Произведем расчет:

$$K_{3,ПАР} = \frac{S'_{PC}}{S_{HT}} = \frac{1061,17231}{1000} = 1,061$$

Отсюда следует, что данные трансформаторы обеспечивают резервирование.

После проведенного выбора трансформаторов производим окончательный расчет потерь мощности в них. Определим потери активной и реактивной мощностей:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + K_{3,HP}^2 \cdot \Delta P_{K3} = 1,55 + 0,53^2 \cdot 10,8 = 4,58(\text{кВт})$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + K_{3,HP}^2 \cdot \Delta Q_{K3} \quad (5.4)$$

$$\Delta Q_{K3} = \frac{U_k}{100} \cdot S_{nm} \quad (5.5)$$

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{nm} \quad (5.6)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1,2}{100} \cdot 1000 + 0,53^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 1000 = 27,4495(\text{кВар})$$

Выбор числа и мощности остальных цеховых комплектных трансформаторных подстанции и РП сведены в таблицу № 5.1.

Таблица 5.1. - Выбор трансформаторов цеховых подстанций

№	№ ТП	СТП	Суд	Число и мощность ТП	Кз.н .	Кз. пар.	Ихх	Ук	$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$	$\Delta Q_{xx}$	$\Delta Q_{кз}$	$\Delta P_T$	$\Delta Q_T$
1	1	1061,172	0,06	ТМГ 2х1000	0,53	1,06	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	4,58	27,4
2	2.1	1300	0,11	ТМГ 2х1000	0,65	1,3	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	6,11	35,23
	2.2	1300	0,11	ТМГ 2х1000	0,65	1,3	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	6,11	35,23
	2.3	800,036	0,11	ТМГ 2х630	0,63	1,27	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	4,06	24,55
3	3.1	875,087	0,14	ТМГ 2х630	0,69	1,38	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	4,66	27,29
	3.2	875,087	0,14	ТМГ 2х630	0,69	1,38	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	4,66	27,29
4	4	2879,839	0,56	ТМГ 2х2500	0,58	1,15	0,8	6	3,4	25	40	150	11,81	90,46
5	5	2572,345	0,73	ТМГ 2х2500	0,51	1,03	0,8	6	3,4	25	40	150	9,9	79,01
6	6	306,106	0,28	ТМГ 2х250	0,61	1,22	1,9	4,5	0,55	3,7	4,75	11,25	1,92	8,93
7	7	1164,595	0,12	ТМГ 2х1000	0,58	1,16	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	5,18	30,5
8	8	700,15	0,11	ТМГ 2х630	0,55	1,11	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	3,34	21,28
9	ВР У	112,916	ТП не устанавливается, запитывается от ТП 20											
10	10.1	2243,319	0,33	ТМГ 2х1600	0,7	1,4	1	6	1,95	16,5	16	96	10,03	63,04
	10.2	2243,319	0,33	ТМГ 2х1600	0,7	1,4	1	6	1,95	16,5	16	96	10,03	63,04
11	11.1	1181,215	0,09	ТМГ 2х1000	0,59	1,18	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	5,3	31,14

	11.2	1181,215	0,09	ТМГ 2x1000	0,59	1,18	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	5,3	31,14
12	12	1166,99	0,03	ТМГ 2x1000	0,58	1,16	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	5,18	29,3
13	13	694,341	0,07	ТМГ 2x630	0,55	1,1	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	3,34	21,28
14	14	571,752	0,08	ТМГ 2x400	0,71	1,42	1,8	4,5	0,83	5,5	7,2	18	3,6	16,27
15	15	722,229	0,15	ТМГ 2x630	0,57	1,14	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	3,51	22,05
16	16	1066,429	0,41	ТМГ 2x1000	0,53	1,06	1,2	5,5	1,55	10,8	12	55	4,58	27,44
17	17	294,321	0,07	ТМГ 2x250	0,59	1,17	1,9	4,5	0,55	3,7	4,75	11,25	1,83	8,66
18	18	313,928	0,13	ТМГ 2x250	0,63	1,25	1,9	4,5	0,55	3,7	4,75	11,25	2,01	9,21
19	19	422,714	0,12	ТМГ 2x400	0,53	1,05	1,8	4,5	0,83	5,5	7,2	18	2,37	12,25
20	20	680,747	0,16	ТМГ 2x630	0,52	1,08	1,6	5,5	1,05	7,6	10,8	34,65	3,1	20,16

## 6 Выбор способа канализации электроэнергии на напряжение 6 кВ и сечение кабельных линий

Токопроводы 6 – 10 кВ и кабельные линии электропередачи (КЛ) применяются в основном для канализации электроэнергии для инфраструктуры завода распределительных электрических сетей выше 1000В.

В нормальном и послеаварийном режимах работы допустимая токовая нагрузка на кабеля при прокладке КЛ в земле определяется следующим образом:

$$I_{доп} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 I_T \quad (6.1)$$

где  $K_1$  - коэффициент допустимой кратковременной перегрузки;

$K_2$  - коэффициент перегрузки на время ликвидации аварии;

$K_3$  - поправочный коэффициент на действительную температуру;

$K_4$  - поправочный коэффициент на количество кабелей в траншее;

$K_5$  - поправочный коэффициент на удельное тепловое сопротивление земли.

В данной работе будут использованы коэффициенты  $K_2$  и  $K_4$  так как большинство КЛ прокладывается в земле в траншее.

Произведём выбор и проверку кабельных линий электропередач.

Рассмотрим на примере цеха №16;

К данному цеху проложена радиальная линия:

ГПП-ТП 16

$$S_{пл} = \frac{S'_{пц1}}{x} \quad (6.2)$$

$$S_{пл} = \frac{S'_{пц1}}{x} = \frac{1066,429}{1} = 1066,429(\text{кВА})$$

где  $x$  - количество ТП данного цеха.

$$I_{p.нр.} = \frac{S_{пл}}{n \cdot U_{ном.} \cdot \sqrt{3}} \quad (6.3)$$

где  $I_{p.нр.}$  - расчётный ток в нормальном режиме.

$n$ - количество кабелей.

Произведем расчет:

$$I_{p.нр.} = \frac{S_{пл}}{n \cdot U_{ном.} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1066,429}{2 \cdot 6 \cdot \sqrt{3}} = 51,36(A)$$

$$I_{p.нар} = 2 \cdot I_{p.нр.} \quad (6.4)$$

Произведем расчет:

$$I_{p.нар} = 2 \cdot I_{p.нр.} = 2 \cdot 51,36 = 102,73(A)$$

где  $I_{p.нар}$  - расчётный ток в послеаварийном режиме.

Выбираем  $I_{доп} = 126A$  и для него смотрим стандартное сечение кабеля (согласно технической информации ОАО «Электрокабель»)  $F_{ст1} = 35 \text{ мм}^2$ .

По выражению (6.1) находим  $I_{доп}$  учитывая  $K_1$

$$I_{доп.} = I_{табл.доп.} \cdot k_2 \cdot k_4 = 126,0 \cdot 1,2 \cdot 0,9 = 136,08(A) > I_{p.нар} = 102,73(A)$$

Сделаем проверку выбранного сечения по экономической плотности тока (при  $T_{max} > 5000$  часов для районов Сибири для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена согласно ПУЭ  $j_{эк} = 1,2$  стр 50).

$$F_{эк.} = \frac{I_{p.нр.}}{j_{эк.}} \quad (6.5)$$

Произведем расчет:

$$F_{эк.} = \frac{I_{p.нр.}}{j_{эк.}} = \frac{51,36}{1,2} = 42,8(\text{мм})^2$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение кабеля  $F_{ст2} = 50 \text{ мм}^2$ .

Далее выбираем из двух сечений наибольшее  $F_{кл} = 50 \text{ мм}^2$ .

Расчет сечений кабельных линий для всех цехов представлен в табл.

6.1.

Таблица 6.1 – Расчет сечений кабельных линий для всех цехов

№ линии	Линия между...	Sm	I <sub>p</sub> , А		Fэк.	Fст.	F прин.	K2	K4	Идоп табл.,	Идоп, А		Марка, кол-во и сечение кабелей
			н.р.	ПАР							н.р.	ПАР	
Электроприемники 6 кВ													
4.1, 47.1	ГПП-ТП 2.1	3400,03	163,77	327,55	136,48	150	240	1,2	0,8	358	311,4	373,7	АПвБПг-2(3x240)
4.2, 47.2	ТП 2.1-ТП 2.2	2100,03	101,15	202,31	84,29	95	95	1,2	0,9	216	200,8	241,5	АПвБПг-2(3x95)
4.3, 47.3	ТП 2.2-ТП 2.3	800,036	38,537	77,074	32,11	35	35	1,2	0,9	126	117,1	140,6	АПвБПг-2(3x35)
5.1, 46.1	ГПП-ТП 3.1	1750,17	84,3	168,61	70,25	70	70	1,2	0,8	181	153,8	184,6	АПвБПг-2(3x70)
5.2, 46.2	ТП 3.1-ТП 3.2	875,087	42,15	84,3	35,12	35	35	1,2	0,9	126	117,1	140,6	АПвБПг-2(3x35)
12, 39	ГПП-ТП 4	2879,83	138,72	277,44	115,6	120	185	1,2	0,8	311	264,3	317,2	АПвБПг-2(3x185)
13, 38	ГПП-ТП 5	2572,34	123,9	247,81	103,25	95	150	1,2	0,8	275	233,7	280,5	АПвБПг-2(3x150)
15, 36	ГПП-ТП 6	306,106	14,744	29,48	7,37	10	35	1,2	0,8	126	108,3	130,0	АПвБПг-2(3x35)
3.1, 48.1	ГПП-ТП 7	2225,76	107,21	214,42	89,34	95	95	1,2	0,8	216	187,9	225,5	АПвБПг-2(3x95)
3.2, 48.2	ТП 7-ТП 1	1061,17	51,116	102,23	42,59	50	50	1,2	0,8	148	128,7	154,5	АПвБПг-2(3x50)
10, 41	ГПП-ТП 8	700,15	33,725	67,451	28,1	35	35	1,2	0,8	126	109,6	131,5	АПвБПг-2(3x35)
14, 37	ГПП-ТП 10.1	2243,31	108,05	216,11	90,04	95	120	1,2	0,8	246	209,1	250,9	АПвБПг-2(3x120)
8.1, 45.1	ГПП-ТП 10.2	2557,24	123,18	246,36	102,65	95	150	1,2	0,8	275	233,7	280,5	АПвБПг-2(3x150)
8.2, 45.2	ТП 10.2-ТП 18	313,928	15,121	30,243	12,6	10	35	1,2	0,9	126	117,1	140,6	АПвБПг-2(3x35)
7.1, 44.1	ГПП-ТП 11.1	2362,43	113,79	227,59	94,831	95	120	1,2	0,8	246	209,1	250,9	АПвБПг-2(3x120)
7.2, 44.2	ТП 11.1-ТП 11.2	1181,21	56,898	113,79	47,415	50	50	1,2	0,8	148	125,8	150,9	АПвБПг-2(3x50)
17, 34	ГПП-ТП 12	1166,99	56,21	112,42	46,84	50	50	1,2	0,8	148	125,8	150,9	АПвБПг-2(3x50)
16, 35	ГПП-ТП 13	694,341	33,446	66,892	27,87	25	35	1,2	0,8	126	101,7	128,5	АПвБПг-2(3x35)
19, 32	ГПП-ТП 14	571,752	27,541	55,082	22,95	25	35	1,2	0,8	126	101,7	128,5	АПвБПг-2(3x35)
11, 40	ГПП-ТП 15	722,229	34,789	69,578	28,99	25	35	1,2	0,8	126	108,3	130,0	АПвБПг-2(3x35)
18, 33	ГПП-ТП 16	1066,42	51,36	102,73	42,8	50	50	1,2	0,8	148	125,8	150,9	АПвБПг-2(3x50)
6.1, 43.1	ГПП-ТП 17	717,035	34,539	69,078	28,78	25	35	1,2	0,8	126	109,6	131,5	АПвБПг-2(3x35)
6.2, 43.2	ТП 17-ТП 19	422,714	20,361	40,723	16,96	16	35	1,2	0,8	126	108,3	130,0	АПвБПг-2(3x35)
9, 42	ГПП-ТП 20	680,747	32,791	65,582	27,32	35	35	1,2	0,8	126	101,7	128,5	АПвБПг-2(3x35)



1	ГПП - СД1 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
2	ГПП - СД2 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
23	ГПП – СД3 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
28	ГПП – СД4 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
49	ГПП – СД5 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
50	ГПП – СД6 Компрессорная станция (6кВ)	755,555	72,789	72,789	60,657	50	50	1,2	0,8 5	148	125,8	150,9 6	АПвБПг-1(3x50)
24	ГПП – СД7 Кислородная установка (6кВ)	283,333	27,296	27,296	22,74	35	35	1,2	0,8 5	126	101,7	128,5 2	АПвБПг-1(3x35)
25	ГПП – СД8 Кислородная установка (6кВ)	283,333	27,296	27,296	22,74	25	35	1,2	0,8 5	126	101,7	128,5 2	АПвБПг-1(3x35)
26	ГПП – СД9 Кислородная установка (6кВ)	283,333	27,296	27,296	22,74	25	35	1,2	0,8 5	126	101,7	128,5 2	АПвБПг-1(3x35)
27	ГПП – СД10 Кислородная установка (6кВ)	283,333	27,296	27,296	22,74	25	35	1,2	0,8 5	126	101,7	128,5 2	АПвБПг-1(3x35)

20, 31	ГПП - Литейный цех № 1 (6 кВ)	3400,0	327,55 2	327,55	272,96	240	2x12 0	1,2	0,9	2x246	442,8	531,3 6	АПвБПг-4(3x120)
21, 30	ГПП - Литейный цех № 2 (6 кВ)	2833,33	272,96	272,96	227,46 7	240	240	1,2	0,9	358	322,2	386,6 4	АПвБПг-2(3x240)
22,29	ГПП - Испытательная	1021,42 8	98,403	98,403	82,002	70	70	1,2	0,8 6	181	155,6 6	186,7 9	АПвБПг-2(3x70)
Электроприемники 0,4 кВ													
51	ТП 20-ВРУ 9	112,916	171,76	171,76	143,13	150	70	1,2	1	201	201	241,2	АПвБбШв-1(5x70)

Канализация электрической энергии ремонтного завода представлена на рис. 6.1.

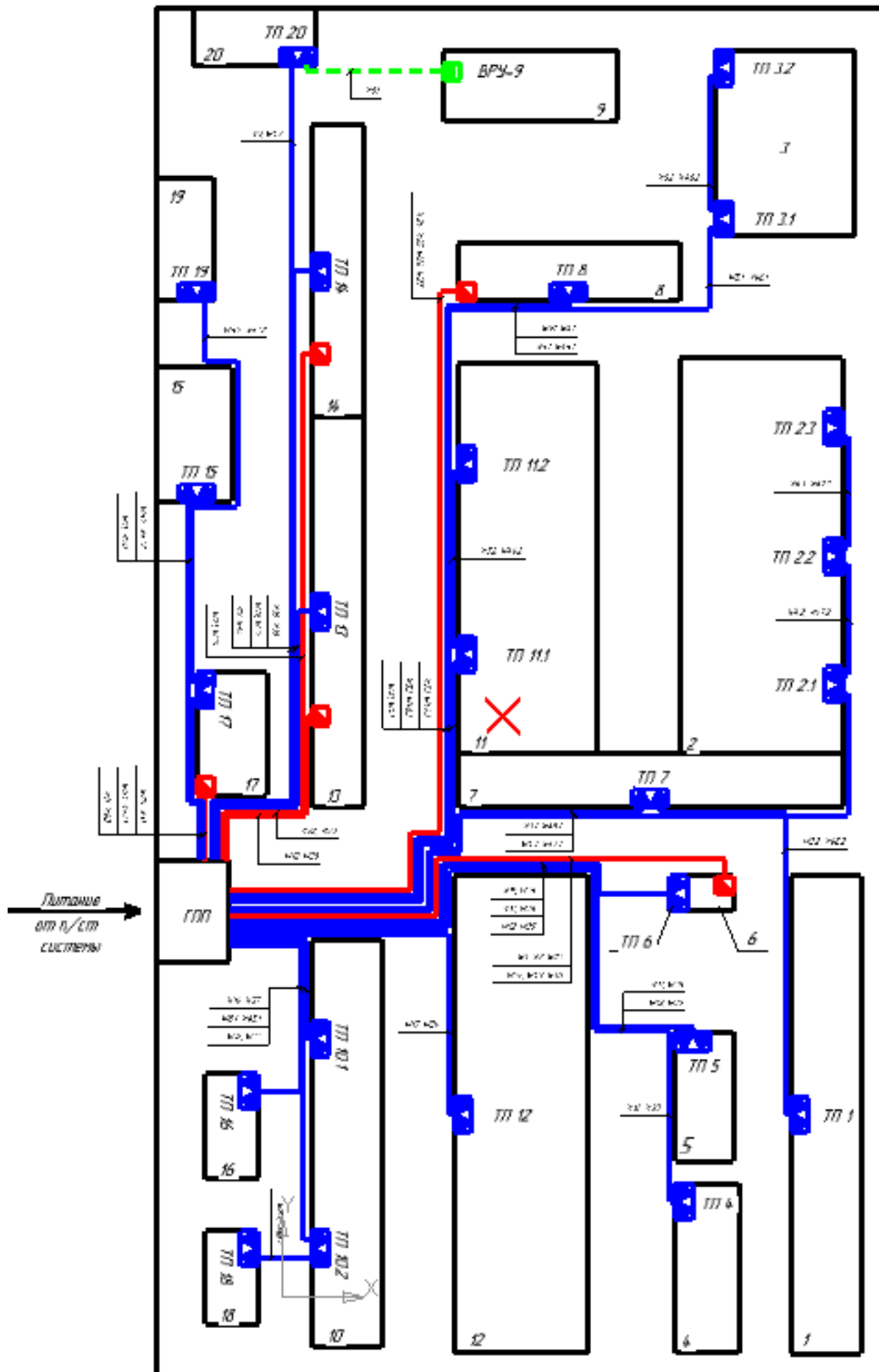


Рисунок 6.1 – Канализация электрической энергии ремонтного завода

## 7 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема замещения представлена на рис. 7.1.

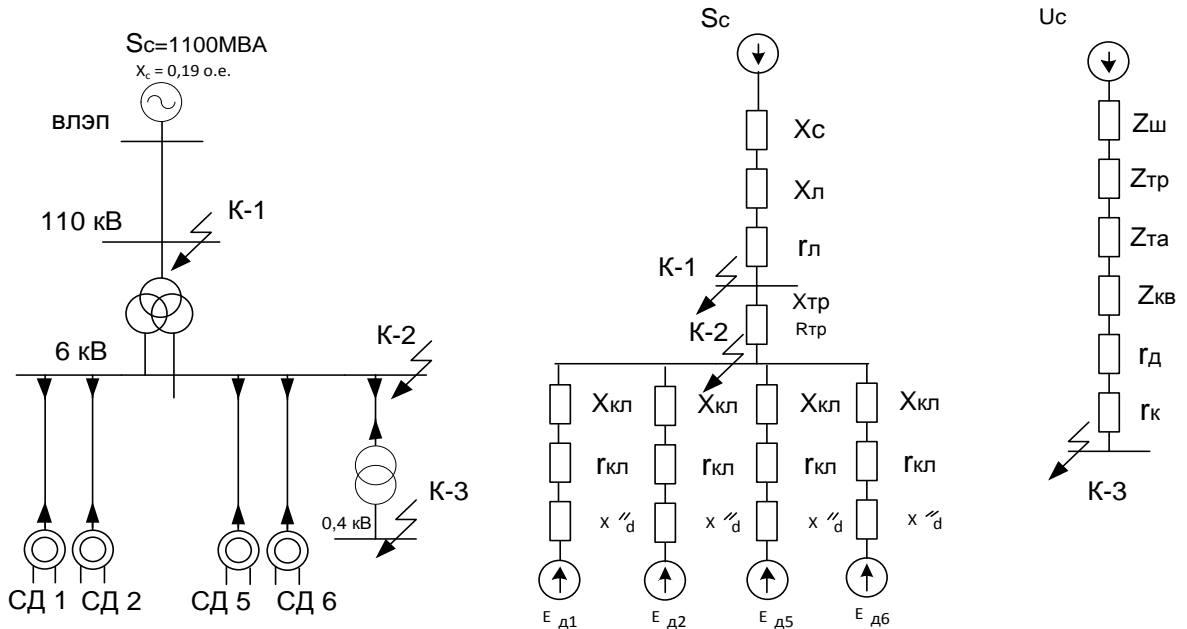


Рисунок 7.1 – Расчетная схемы замещения

Проведем вычисления токов к.з. в следующих точках:

- на линейных выводах высшего напряжения ППЭ;
- на секции шин 6кВ ППЭ;
- на шинах 0.4кВ наиболее мощной цеховой подстанции.

### 1. Расчет токов короткого замыкания в точке К1.

Принимаем базисное условие:

$$S_B = S_C = 1100 \text{ MVA}$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}$$

$$x_C = 0.6 \text{ Ом}$$

$$E_C = 1$$

Определим базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (7.1)$$

Произведем расчет:

$$I_B = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,523 \text{ кА}$$

Активное сопротивление воздушной линии:

$$r_L = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (7.2)$$

Произведем расчет:

$$r_L = 0,306 \cdot 6 \cdot \frac{1100}{115^2} = 0,1527 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление воздушной линии:

$$x_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (7.3)$$

Произведем расчет:

$$x_L = 0,434 \cdot 6 \cdot \frac{1100}{115^2} = 0,2166 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление воздушной линии:

$$z_{\Sigma k1} = \sqrt{r_L^2 + x_L^2} \quad (7.4)$$

Произведем расчет:

$$z_{\Sigma k1} = \sqrt{(0,6 + 0,2166)^2 + 0,1527^2} = 0,83 \text{ Ом.}$$

Определим начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К1 согласно следующей формуле:

$$I_{поК1} = \frac{E_C''}{z_{\Sigma k1}} \cdot I_B \quad (7.5)$$

Произведем расчет:

$$I_{поК1} = \frac{1}{0,83} \cdot 5,523 = 6,65 \text{ кА}$$

Определим ударный ток к.з по формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{поК1}, \quad (7.6)$$

где  $k_{y0}$  – ударный коэффициент для времени  $t = 0.01 \text{ с}$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{Ta}}, \quad (7.7)$$

где  $Ta$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., рассчитываемая по формуле:

$$Ta = \frac{x_{\Sigma}}{\omega_C \cdot r_{\Sigma}}, \quad (7.8)$$

где  $x_{\Sigma}, r_{\Sigma}$  – результирующее индуктивное и активное сопротивление цепи короткого замыкания;

$\omega_C$  – синхронная угловая частота напряжения сети.

$$x_{\Sigma K1} = x_C + x_L \quad (7.9)$$

$$x_{\Sigma K1} = x_C + x_L = 0,6 + 0,2166 = 0,8166 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma K1} = r_L = 0,1527 \text{ Ом}$$

$$\omega_C = 314 \text{ рад/с}$$

Таким образом, произведем расчет по выражениям (7.8), (7.7), (7.6).

$$Ta = \frac{0,8166}{314 \cdot 0,1527} = 0,017 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.017}} = 1,555$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,555 \cdot 6,65 = 14,624 \text{ кА}$$

## 2. Расчет токов короткого замыкания в точке К2.

Принимаем за базисное условие:

$$S_B = S_C = 1100 \text{ МВА}$$

$$U_B = 6,3 \text{ кВ}$$

Определим базисный ток по выражению (7.1):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 100,81 \text{ кА}$$

Определим сопротивление трансформатора.

Т.к трансформатор с расщепленной обмоткой, то сопротивления рассчитываются следующим образом:

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{TP} \cdot \frac{k_p}{2} \quad (7.10)$$

Произведем расчет:

$$x_{H1} = 55,6 \cdot \frac{3,5}{2} = 97,30 \text{ Ом},$$

где  $k_p = 3.5$  – коэффициент расщепления.

$$x_B = x_{TP} \cdot \left(1 - \frac{k_p}{4}\right) \quad (7.11)$$

Произведем расчет:

$$x_B = 55,6 \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 6,950 \text{ Ом}$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_{TP} = 2,540 \text{ Ом} \quad (7.12)$$

$$r_B = \frac{r_{TP}}{2} \quad (7.13)$$

где  $r_B, r_{H1}$  – активное сопротивления высокой и низкой сторон трансформатора.

Произведем расчет:

$$r_B = \frac{2,54}{2} = 1,270 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} r_{mp.}^u &= \frac{(r_{H1} + r_B)}{k_{mp}^2} = \frac{2,54 + 1,27}{(115/6,3)^2} = 0,011 \\ x_{mp.}^u &= \frac{x_{H1} + x_B}{k_{mp}^2} = \frac{97,3 + 6,95}{(115/6,3)^2} = 0,313 \\ r_{mp.}^* &= r_{mp.}^u \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,011 \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 0,3 \\ x_{mp.}^* &= x_{mp.}^u \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,313 \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 8,675 \end{aligned} \quad (7.14)$$

где  $x_B, x_{H1}$  – индуктивные сопротивления высокой и низкой сторон трансформатора;

Результирующее сопротивление схемы замещения точки К2:

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{(\Sigma K1 + x_{TP})^2 + (\Sigma K1 + r_{TP})^2} \quad (7.15)$$

Произведем расчет:

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{(\Sigma K1 + x_{TP})^2 + (\Sigma K1 + r_{TP})^2} = \sqrt{(0,8166 + 8,673)^2 + (0,1527 + 0,3)^2} = 9,502$$

Начальное значение периодической составляющей короткого замыкания в точке К2:

$$I_{поК2} = \frac{E_C''}{z_{\Sigma K2}} \cdot I_B \quad (7.16)$$

Произведем расчет:

$$I_{поК2} = \frac{E_C''}{z_{\Sigma K2}} \cdot I_B = \frac{1}{9,502} \cdot 100,81 = 10,8 \text{ кА}$$

Найдем токи подпитки от синхронных двигателей. Синхронные двигатели на 6кВ располагаются в цехах №6, №8.

3. Рассмотрим самый тяжелый режим при выходе одного трансформатора из строя в данном цехе находится 6 СД по 800 кВт, при выходе одного из трансформаторов на шинах 1 и 3 будут находиться 4 двигателя.

В данном цехе находится 6 СД по 800 кВт каждый.

$$P_H = 800 \text{ кВт} \quad S_H = 935 \text{ кВА} \quad \cos \varphi = -0.9$$

Сопротивление синхронного двигателя.

Из справочных данных находим  $X''_d$  (сверх переходное сопротивление СД) и  $T_a$  (постоянная времени СД).

$$X''_d = 0,1425$$

$$T_a = 0,0373 \text{ с}$$



$$x_{СД№6} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{n \cdot S_{НОМ.СД}} \quad (7.17)$$

где  $X_d''$  - сверх переходное сопротивление СД.

Произведем расчет:

$$x_{СД№6} = 0,1425 \cdot \frac{1100 \cdot 10^3}{4 \cdot 935} = 41,9.$$

Определим сопротивление кабельной линии:

$$r_{КЛ2} = \frac{r_0 \cdot l}{n} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (7.18)$$

$$x_{КЛ2} = \frac{x_0 \cdot l}{n} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (7.19)$$

Сечение данной кабельной линии  $F = 50 \text{ мм}^2$

Для данного значения из справочной литературы выбираем:

$$r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}$$

По схеме канализации электроэнергии определяем длину кабельной линии цеха №6:

$$l = 0,387 \text{ км}$$

По выражениям (7.18) и (7.19) находим сопротивление КЛ:

$$r_{КЛ6} = \frac{0,62 \cdot 0,387}{4} \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 1,662$$

$$x_{КЛ6} = \frac{0,083 \cdot 0,387}{4} \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 0,222$$

Ток подпитки от синхронных двигателей цеха №6:

$$I_{ПО№6} = \frac{E''}{\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \cdot I_B, \quad (7.20)$$

где  $E''=1.1$  (Из справочных данных для СД)

$x_{\Sigma}, r_{\Sigma}$  – суммарные индуктивное и активное сопротивление цепи короткого замыкания.

$$r_{\Sigma} = r_{CDN\#6} + r_{KЛ6} \quad (7.21)$$

$$r_{CDN\#6} = \frac{x_d''}{Ta_{ДВ} \cdot \omega} \quad (7.22)$$

где  $Ta_{ДВ}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока двигателя;

$\omega$  – синхронная угловая частота напряжения сети.

Произведем расчет:

$$r_{CDN\#6} = \frac{0,1425}{0,0373 \cdot 314} = 0,012 \text{ Ом}$$

$$r_{CDN\#6} = r_{CDN\#6} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,012 \cdot \frac{1100 \cdot 10^3}{4 \cdot 935} = 3,5$$

$$r_{\Sigma} = 3,5 + 1,662 = 5,162$$

$$x_{\Sigma} = x_{CDN\#6} + x_{KЛ6} = 41,9 + 0,222 = 42,122$$

$$I_{ПОН\#6} = \frac{1,1}{\sqrt{5,162^2 + 42,122^2}} \cdot 100,81 = 2,6 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot (k_{y\partial 1} I_{ПОН\#6} + k_{y\partial 2} I_{ПОН\#2}), \quad (7.22)$$

где  $k_{y\partial}$  – ударный коэффициент для времени  $t = 0,01 \text{ с}$ ;

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} \quad (7.23)$$

где  $Ta$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, рассчитываемая по формулам:

$$\text{для } k_{y\partial 2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0668}} = 1,861$$

$$Ta_2 = \frac{x_{\Sigma K1} + x_{TP}}{\omega_c \cdot (r_{\Sigma K1} + r_{TP})} = \frac{0,8166 + 8,675}{314 \cdot (0,1527 + 0,3)} = 0,0668 \text{ с},$$

$$\text{для } k_{y\partial 1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta1}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,024}} = 1,659$$

$$Ta_1 = \frac{x_{\Sigma}}{\omega_c \cdot r_{\Sigma}} \quad (7.24)$$

$$Ta_1 = \frac{x_{\Sigma}}{\omega_c \cdot r_{\Sigma}} = \frac{42,122}{314 \cdot 5,162} = 0,025 c$$

где  $\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети  $\omega = 314 \text{ рад/с}$ .

Таким образом:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \sqrt{659 \cdot 2,6 + 1,861 \cdot 10,81} = 34,5 \text{ кА}$$

#### 4. Расчет токов короткого замыкания в точке КЗ.

Систему принимаем системой бесконечной мощности, сопротивление равно 0:

$$S_C = \infty$$

$$x_C = 0$$

Сопротивление трансформатора ТП4.

Для данного цеха был выбран трансформатор ТМГ-2500 с паспортными данными:

$$S_H = 2500 \text{ кВА}, \quad \Delta P_{кз} = 25 \text{ кВт}, \quad \Delta Q_{кз} = 150 \text{ кВар}, \quad U_{кз\%} = 6\%$$

$$\Delta P_{XX} = 3,4 \text{ кВт}, \quad \Delta Q_{XX} = 40 \text{ кВар}, \quad I_{XX} = 0,8\%, \quad \Delta P_T = 11,81 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 81,92 \text{ кВар}$$

$$U_{\delta} = U_{номн} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Сопротивление силового трансформатора определим по формуле:

$$x_{TP} = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМTP}} \quad (7.25)$$

Произведем расчет:

$$x_{TP} = \frac{6 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 2500} = 3,8 \text{ МОм}$$

$$r_{TP} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМTP}^2} \quad (7.26)$$

Произведем расчет:

$$r_{TP} = \frac{25 \cdot 0,4^2}{2500^2} = 0,64 \text{ мОм}$$

Рассчитаем токи трансформатора тока:

$$I^B = \frac{S'_{PЦП}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n} = \frac{2879,839}{\sqrt{3} \cdot 6} = 277 \text{ А}$$

$$I^H = I^B \cdot k_{TP} = 277 \cdot \frac{6}{0,4} = 4155 \text{ А}$$

На такой ток 4155/5 ТТ в справочных данных нет.

$$r_{TA} = 0 \text{ мОм}$$

$$x_{TA} = 0 \text{ мОм}$$

Сопротивление автоматического выключателя:

$$r_{AB} = 0,1 \text{ мОм}$$

$$x_{AB} = 0,05 \text{ мОм}$$

Сопротивление контактов:

$$r_K = 0,0012 \text{ мОм} - \text{для неподвижных контактных соединений}$$

шины проводов ШМА-68.

Сопротивление шин ШМА -68:

$$r_{Ш} = 0,013 \cdot 3 = 0,039 \text{ мОм}$$

$$x_{Ш} = 0,015 \cdot 3 = 0,045 \text{ мОм}$$

Сопротивление дуги:

$$r_D = 3 \text{ мОм}$$

Результирующее сопротивление схемы замещения:

$$z_{\Sigma \llcorner 4 \rceil} = \sqrt{\llcorner r_{TP} + x_{TA} + x_{AB} + x_{Ш} \rceil^2 + \llcorner r_{TP} + r_{TA} + r_{AB} + r_K + r_{Ш} + r_D \rceil^2} \quad (7.27)$$

Произведем расчет:

$$\begin{aligned} z_{\Sigma \llcorner 4 \rceil} &= \sqrt{\llcorner r_{TP} + x_{TA} + x_{AB} + x_{Ш} \rceil^2 + \llcorner r_{TP} + r_{TA} + r_{AB} + r_K + r_{Ш} + r_D \rceil^2} = \text{Ом.} \\ &= \sqrt{(3,8 + 0 + 0,05 + 0,045)^2 + (0,64 + 0 + 0,1 + 0,0012 + 0,039 + 3)^2} = 5,41 \end{aligned}$$

Исходное значение периодической составляющей тока в точке КЗ:

$$I_{по\langle\kappa 3\rangle} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma K4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 5,41} = 42,7 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{по\langle\kappa 3\rangle} \text{ где}$$

$k_{y\partial}$  – ударный коэффициент для времени  $t = 0,01 \text{ с}$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \text{ где}$$

$Ta$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, рассчитываемая по формуле:

$$Ta = \frac{x_{TP} + x_{TA} + x_{AB} + x_{III}}{\omega_c \cdot (r_{TP} + r_{TA} + r_{AB} + r_K + r_{III} + r_D)} \quad (7.28)$$

где  $\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети  $\omega = 314 \text{ рад/с}$ .

Произведем расчет:

$$Ta = \frac{3,8 + 0 + 0,05 + 0,045}{314 \cdot (0,64 + 0 + 0,1 + 0,0012 + 0,039 + 3)} = 0,0033 \text{ с}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0033}} = 1,048$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,048 \cdot 42,7 = 63,3 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты токов К.З

Точка кз	Ипо(кА)	іуд(кА)
К1	6,6	14,6
К2	13,4	34,5
К3	42,7	63,3

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы электроснабжения ремонтного завода.

Были определены расчётные нагрузки по средней величине коэффициента спроса и установленной мощности.

Выполнена картограмма нагрузок.

Была выбрана наиболее рациональная СЭС, рассчитаны токи КЗ согласно требований ПУЭ и иных руководящих нормативных документов

На основании расчетных токов КЗ был выполнен выбор и проверка коммутационной аппаратуры.

Были определены сопротивление заземляющих устройств ГПП, максимальная и дифференциальная токовые защиты трансформаторов ГПП.

Выбрано рациональное напряжение распределения и распределительного устройства низкого напряжения.

Выполнены расчеты токов КЗ. Предложены меры по ограничению токов КЗ.

Разработаны следующие чертежи: картограмма электрических нагрузок. Суточный график нагрузки; схема канализации электроэнергии; электрическая принципиальная схема электроснабжения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ус А. Г., Евминов Л. И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: Учебное пособие. – Мн.: НПООО «ПИОН», 2002. 457 с.
2. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН-174-75). – М.: Стройиздат, 1976.
4. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1993. №2. С.24–53.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений. 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. 672 с.
6. Сумарокова Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 288 с.
7. Радкевич В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий: [учебное пособие для учреждений высшего образования по специальности "Электроснабжение"] / Радкевич В.Н., Козловская В.Б., Колосова И.В. – Минск: ИВЦ Минфина, 2015. 588 с.
8. Маньков В. Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие. – СПб: НОУ ДПО «УМИТЦ «Электро Сервис», 2010. 664 с.
9. Сазыкин В.Г. Проектирование систем электроснабжения. Учебное пособие. – Кубанс. Гос. Аграр. Университет Краснодар, 2014. - 248с.

10. Киреева Э. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. Учебное пособие. Издательство Кнорус, 2013. 368с.
11. Фролов Ю.М., Шелякин В.П., Основы электроснабжения. Учебное пособие. Издательство ЛАНЬ, 2012. 432с.
12. Киреева Э.А., Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. Учебное пособие. – Издательство Кронус, 2014. 234 с.
13. Ополева Г., Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие. – Издательство Форум, 2018. – 416с.
14. Шеховцов В.П. Осветительные установки промышленных и гражданских предприятий. Учебное пособие. – Издательство Форум, 2018. 160 с.
15. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Курс лекция.- Издательский центр ЮУрГУ, 2017.
16. Duffy Aidan. Renewable energy and energy efficiency. - Oxford; Chichester : Wiley Blackwell, 2015. XIII, 261 с.
17. Dillon T., Laughtom M. Expert system applications in power systems. – prentice Hall International UK Original Publication, 2008.
18. Sazykin V.G. Development of an intellihent service component for automatic power-sypply control systems // Applien Energy. – New Your, 2008.
19. Tetsuro A., Nobuyuki S., Toutomasa T. Intelligent remote supervisory control equipment for power distribution substations // Meiden Rev.: Int. Ed. – 2004.
20. Lepadat I., Helerea E., Abagiu S., Mihai C. Losses in power supply system of industrial consumers - A technical and economic issue // 2017 5th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE). Galati. 2017. pp. 1-6.