

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электрооборудование и электрохозяйство насосной станции машиностроительного предприятия»

Студент(ка)

К.Е. Гладкой

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе спроектировано электрооборудование и электрохозяйство насосной станции машиностроительного предприятия. Произведен расчет ожидаемых электрических нагрузок насосной станции, построена картограмма электрических нагрузок насосной станции, определен центр электрических нагрузок. Выполнен выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, на основании расчета токов короткого замыкания произведен выбор электрооборудования внутрицеховой сети, релейной защиты и автоматики.

Пояснительная записка выполнена на 62 стр., из них 10 таблиц, 9 рисунков. Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1.Краткая характеристика объекта проектирования.....	5
2.Определение электрических нагрузок на цеху.....	7
2.1 Определение электрических нагрузок от силовых потребителей.....	7
2.2 Определение электрических нагрузок освещения.....	13
2.3 Определение суммарных электрических нагрузок по насосной станции.....	29
3.Картограмма электрических нагрузок.....	30
4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций с учётом компенсации реактивной мощности.....	33
4.1 Предварительный выбор силовых трансформаторов.....	33
4.2 1 вариант - два трансформатора ТМГ-1000/10.....	34
4.2 2 вариант - два трансформатора ТМГ-1250/10.....	38
5. Выбор электрооборудования внутрицеховой сети.....	41
5.1 Выбор распределительных шкафов и троллейных шинопроводов..	41
5.2 Выбор кабельных линий.....	41
5.3 Выбор автоматических выключателей.....	45
5.4 Выбор трансформаторов тока.....	47
5.5 Выбор кабельной линии на стороне 10 кВ.....	48
6.Расчет токов короткого замыкания.....	49
7.Расчет и выбор элементов релейной защиты цехового трансформатора.....	56
Заключение.....	60
Список используемых источников.....	61

Введение

Объектом исследования в работе является насосная станция для холодного водоснабжения машиностроительного предприятия. Насосная станция - комплексная система для перекачки жидкостей из одного места в другое, включает в себя здание и оборудование: насосные агрегаты (рабочие и резервные) - насосы, трубопроводы и вспомогательные устройства (например, трубопроводную арматуру).

Электрохозяйство и электрические сети насосной станции, как любого предприятия, должны удовлетворять следующим требованиям: безопасности, надежности исходя из категоричности электроприемников в соответствии с требованиями ПУЭ [1], быть экономичной, обеспечивать электромагнитную совместимость [2,3] и требуемые показатели качества электроэнергии с учетом требований ГОСТ 32144-2013 [4], обеспечивать возможность развития во времени, быть удобной в эксплуатации, эстетичной [2]. При этом при решении вопросов электроснабжения необходимо учитывать особенности потребителя как совокупности электроприемников: надежность его электроснабжения, территориальное расположение и плотность электрических нагрузок, технологические взаимосвязи между электроприемниками.

Целью работы является - повышение надежности электроснабжения насосной станции машиностроительного предприятия. В соответствии с поставленной целью в работе решаются следующие задачи:

- расчет ожидаемых электрических нагрузок насосной станции;
- выбор мощности силовых трансформаторов;
- выбор электрических аппаратов и сечения проводников линий;
- выбор устройств релейной защиты и автоматики.

Все расчеты выполнены в соответствии с ПУЭ, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и другими нормативными документами [1-5].

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Насосная станция (НС) предназначена для холодного водоснабжения машиностроительного предприятия. Насосная станция содержит машинный зал, ремонтный участок, агрегатную, сварочный пост, служебные, бытовые и вспомогательные помещения.

НС получает электроснабжение от главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия по кабельной линии КЛ-10кВ. Расстояние от ГПП до собственной трансформаторной подстанции (ТП) 5 км. ТП находится вне помещения насосной станции на расстоянии 100 м.

Потребители НС по надежности электроснабжения относятся к 1 и 2 категории. Количество рабочих смен - 3. Основными потребителями являются 5 мощных автоматизированных насосных агрегатов.

Размеры здания НС $A \times B \times C = 42 \times 30 \times 7$ м. Все помещения, кроме машинного зала, двухэтажные высотой 2,8 м.

Перечень электрооборудования насосной станции представлен в таблице 1.

Мощность электропотребления $P_{\text{насп}}$ указана для одного электроприемника. Расположение электрооборудования насосной станции приведено на листе 1.

Таблица 1- Перечень электрооборудования насосной станции

№ на плане	Наименование электрооборудования	$P_{\text{пасп}}$, кВт	Примечание
1,2	Вентиляторы	8	
3	Сверлильный станок	4,2	1-фазный
4	Заточный станок	2,5	1-фазный
5	Токарно-револьверный станок	28	
6	Фрезерный станок	9,6	
7	Круглошлифовальный станок	6,2	
8	Резьбонарезной станок	6	
9..11	Электронагреватели отопительные	12,5	
12	Кран мостовой	40,2	ПВ=25%
13...17	ЭД вакуумных насосов	6	
18...22	Электродвигатели задвижек	0,8	1-фазные
23...27	Насосные агрегаты	250	
28	Щит сигнализации	0,8	1-фазные
29,30	Дренажные насосы	11,2	
31,32	Сварочные агрегаты	12 кВА	ПВ=40%

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок насосной станции

2.1 Определение электрических нагрузок от силовых потребителей

Расчет электрических нагрузок выполняется методом упорядоченных диаграмм (коэффициента максимума) [5,6].

Паспортная мощность всех электроприемников, за исключением крана мостового и сварочного агрегата, приведена к ПВ = 100%. Для них определяем установленную мощность:

- кран мостовой:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}} = 40,2 \cdot \sqrt{0,25} = 20,1 \text{ кВт};$$

- сварочный агрегат:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \cos\phi \sqrt{\text{ПВ}} = 40,2 \cdot 0,35 \sqrt{0,25} = 2,66 \text{ кВт}.$$

Все электроприемники за исключением сверлильного станка, заточного станка, электродвигателей задвижек и щита сигнализации являются трехфазными. Распределим однофазные нагрузки по фазам с наибольшей равномерностью.

На фазу А включаем сверлильный станок

$$P_A = P_{\text{ном}} = 4,2 \text{ кВт}.$$

На фазу В включаем четыре электродвигателя задвижек:

$$P_B = 4 \cdot P_{\text{ном}} = 4 \cdot 0,8 = 3,2 \text{ кВт}.$$

На фазу С включаем заточный станок и один электродвигатель задвижек:

$$P_C = P_{\text{ном1}} + P_{\text{ном2}} = 2,5 + 0,8 = 3,3 \text{ кВт}.$$

Определим величину неравномерности:

$$H = \frac{P_{\text{ф.нб}} - P_{\text{ф.нм}}}{P_{\text{ф.нм}}} 100\% = \frac{4,2 - 3,2}{3,2} 100 = 31\%,$$

где $P_{\text{ф.нб}}$, $P_{\text{ф.нм}}$ – мощности наиболее и наименее загруженной фаз, кВт.

При $H > 15\%$ и включении на фазное напряжение [8]:

$$P_y^{(3)} = 3 \cdot P_{\text{м.ф}}^{(1)} = 3 \cdot 4,2 = 12,6 \text{ кВт.}$$

где $P_y^{(3)}$ - условная трехфазная мощность (приведенная), кВт; $P_{\text{м.ф}}^{(1)}$ - мощность наиболее загруженной фазы, кВт.

Приведем однофазную нагрузку – щит сигнализации к условной трехфазной нагрузке. Для этого распределим однофазные нагрузки по фазам с наибольшей равномерностью.

На фазу А включаем щит сигнализации:

$$P_A = P_{\text{ном}} = 0,8 \text{ кВт.}$$

На фазу В не включаем электроприемники:

$$P_B = 0 \text{ кВт.}$$

На фазу С не включаем электроприемники:

$$P_C = 0 \text{ кВт.}$$

Определим величину неравномерности:

$$H = \frac{P_{\text{ф.нб}} - P_{\text{ф.нм}}}{P_{\text{ф.нм}}} 100\% = \frac{0,8 - 0}{0} 100 = \infty\%.$$

При $H > 15\%$ и включении на фазное напряжение:

$$P_y^{(3)} = 3 P_{\text{м.ф}}^{(1)} = 3 \cdot 0,8 = 2,4 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем суммарную активную мощность каждой подгруппы электроприемников:

$$P_{\text{ном}\Sigma} = P_{\text{ном}} \cdot n,$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электроприемника, n – количество электроприемников.

Определим коэффициент силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{ном.мак}}}{P_{\text{ном.мин}}} = \frac{250}{6} = 42$$

где $P_{\text{ном.мак}}$ – номинальная приведенная к длительному режиму активная мощность наибольшего электроприемника в группе; $P_{\text{ном.мин}}$ – номинальная приведенная к длительному режиму активная мощность наименьшего электроприемника в группе.

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки для каждой подгруппы электроприемников, а также среднюю суммарную активную и реактивную нагрузки:

$$P_{cp} = P_{ном\Sigma} K_{И};$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

$$P_{cp\Sigma} = \Sigma P_{cp};$$

$$Q_{cp\Sigma} = \Sigma Q_{cp},$$

где $P_{ном\Sigma}$ - номинальная активная групповая мощность, приведенная к длительному режиму без учета резервных электроприемников; $K_{И}$ - коэффициент использования, определяется на основе опыта эксплуатации по таблицам [7]; P_{cp} - средняя активная мощность электроприемника за наиболее загруженную смену; Q_{cp} - средняя реактивная мощность электроприемника за наиболее загруженную смену; $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Определим средний коэффициент использования $K_{И,ср}$ и среднее значение $\operatorname{tg}\varphi_{ср}$:

$$K_{И,ср} = \frac{\Sigma P_{cp}}{\Sigma P_{ном\Sigma}} = \frac{946,56}{1446,12} = 0,65;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{ср} = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}} = \frac{706,49}{946,56} = 0,75,$$

где ΣP_{cp} - сумма активных мощностей за смену в группе электроприемников; $\Sigma P_{ном\Sigma}$ - сумма номинальных мощностей за смену в группе электроприемников.

Если в группе $m > 3$ и $K_{И} > 0,2$, то эффективное число электроприемников определяется по формуле:

$$n_{ЭФ} = \frac{2 \Sigma p_{ном}}{P_{ном.наиб}} = \frac{2 \cdot 1446,12}{250} = 12,$$

где $\Sigma p_{ном}$ - суммарная номинальная мощность всех электроприемников данной группы; $P_{ном.наиб}$ - номинальная мощность наибольшего электроприемника той же группы.

По [9] определяем коэффициент максимума для активной мощности и реактивной мощностей, так как коэффициент использования $K_{и.ср} = 0,65 > 0,6$, то коэффициент максимума можно принять равным единице:

$$K_M = 1; K_{MP} = 1.$$

Определяем расчётные активную и реактивную мощности нагрузки трёхфазных электроприёмников:

$$P_p = K_M \cdot P_{ср\Sigma} = 1 \cdot 946,56 = 946,56 \text{ кВт};$$

$$Q_p = K_{MP} \cdot Q_{ср\Sigma} = 1,1 \cdot 706,49 = 777,14 \text{ кВар},$$

где $P_{ср\Sigma}$ - средняя активная мощность за наиболее загруженную смену;
 $Q_{ср\Sigma}$ - средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену; K_M - коэффициент максимума активной нагрузки; K_{MP} - коэффициент максимума реактивной нагрузки.

Определяем полную расчетную нагрузку:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 1181,45 \text{ кВА}$$

Определяем расчётный ток для электроприёмников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1797 \text{ А}.$$

Полученные данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчетные нагрузки насосной станции без учета осветительных нагрузок

Исходные данные					Расчетные величины			Эффективное число ЭП n_{Σ}	Коэффициент максимума K_m	Расчетная мощность			Расчетный ток, А I_p	
по заданию технологов		по справочным данным			$K_H \cdot P_H$	$K_H \cdot P_H \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot P_H^2$			активная, кВт P_p	реактивная, квар Q_p	полная, кВА S_p		
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		коэффициент использования K_H				коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	$K_H \cdot P_H$				$K_H \cdot P_H \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot P_H^2$
		одно-го ЭП P_H	общая P_H											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Сверлильный станок	1	4,2	12,6	0,15	0,8/0,75	1,89	1,42							
Заточный станок	1	2,5												
Электродвигатели задвижек	5	0,8												
Щит сигнализации	1	0,8	2,4	0,8	0,9/2,06	1,92	3,96							
Вентиляторы	2	8	16	0,7	0,8/0,75	11,2	8,4							
Токарно-револьверный станок	1	28	28	0,14	0,5/1,73	3,92	6,78							

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Фрезерный станок	1	9,6	9,6	0,13	0,4/2,29	1,25	2,86							
Круглошлиф. станок	1	6,2	6,2	0,13	0,44/2,04	0,8	1,64							
Резьбанарез. станок	1	6	6	0,13	0,4/2,29	0,78	1,78							
Электронагреватели	3	12,5	37,5	0,6	1/0	22,5	0							
Кран мостовой ЭД вак.	1	20,1	20,1	0,2	0,8/0,75	4,02	3,02							
насосов	5	6	30	0,2	0,8/0,75	6	4,5							
Насосные агрегаты	5	250	1250	0,7	0,8/0,75	875	656,25							
Дренажные насосы	2	11,2	22,4	0,7	0,8/0,75	15,68	11,76							
Сварочные агрегаты	2	2,66	5,32	0,3	0,35/2,58	1,6	4,12							
Итого по насосной станции без осветительной нагрузки	32	250/2,66	1446	0,65	0,8/0,75	946,56	706,49		12	1	946,56	706,49	1181,45	1797

2.2 Определение электрических нагрузок освещения

Расчет освещения ведётся по методу коэффициента использования светового потока [11].

Определяется индекс помещения:

$$i = \frac{ab}{(H - h)(a + b)},$$

где H – высота рассчитываемого участка освещения, м, h – высота рабочей поверхности, м, a – длина рассчитываемого участка освещения, м, b – ширина рассчитываемого участка освещения, м.

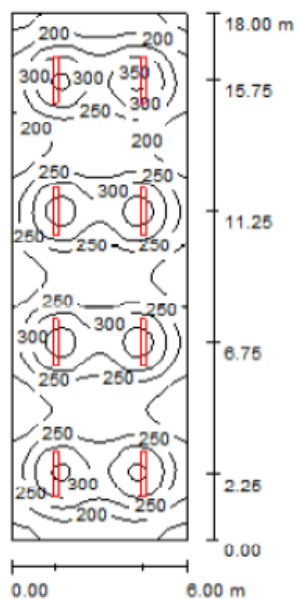
Затем определяется требуемое количество светильников:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3}{\eta \cdot n \cdot \Phi_{\text{л}}},$$

где E – требуемая горизонтальная освещенность, Лк; S – площадь рассчитываемого участка освещения; K_3 – коэффициент запаса; η – коэффициент использования; n – количество ламп в светильнике; $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток одной лампы, Лм.

Расчет осветительной нагрузки производится при помощи программного обеспечения DIALux 4.7 Lite.

Все необходимые параметры расчета освещения представлены на рисунках 1 - 15.



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:232

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	249	133	373	0.535
Полы	20	217	141	272	0.649
Потолок	70	127	56	1332	0.444
Стенки (4)	50	158	94	270	/

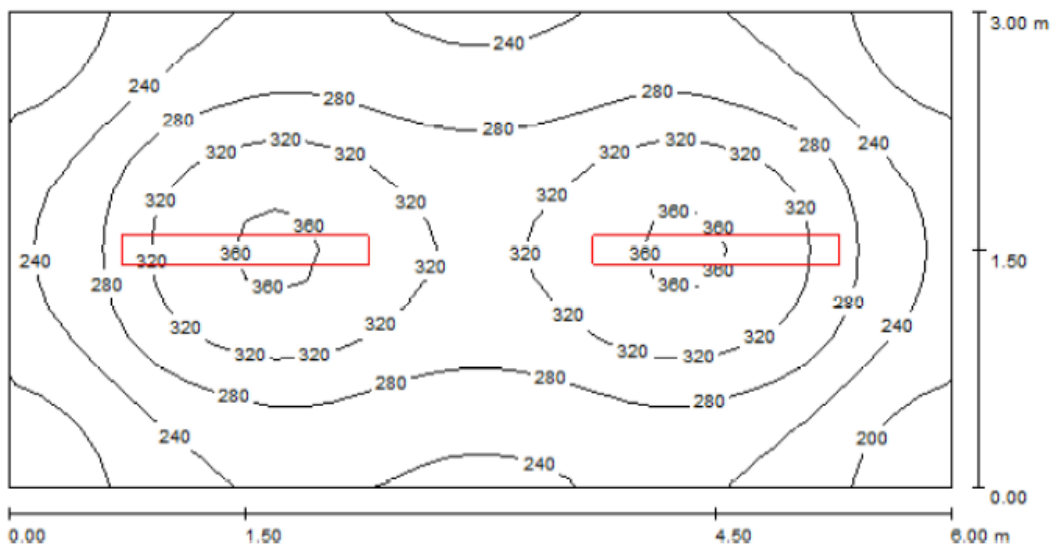
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 128 x 64 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	8	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
Всего:			73600	928.0

Рисунок 1 – Расчет осветительной нагрузки помещения агрегатная



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:43

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	276	177	371	0.643
Полы	20	211	153	248	0.725
Потолок	70	175	73	1333	0.416
Стенки (4)	50	174	110	264	/

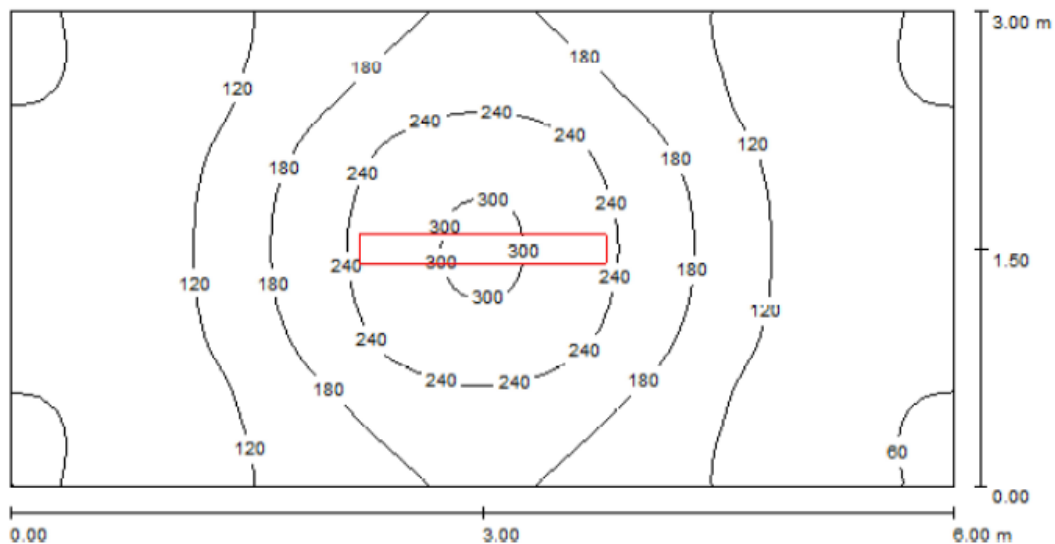
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 32 x 16 Точки
Краяевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	2	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 18400	232.0

Рисунок 2 – Расчет осветительной нагрузки помещения бытовка



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:43

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	147	57	309	0.386
Полы	20	113	63	176	0.554
Потолок	70	87	25	1300	0.287
Стенки (4)	50	82	38	221	/

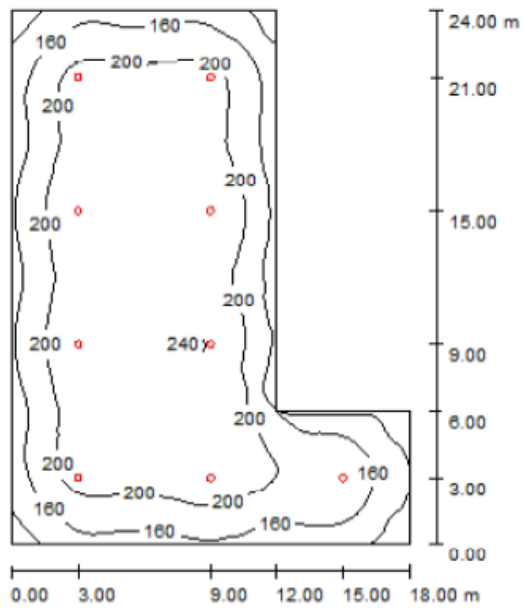
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 64 x 32 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	1	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 9200	116.0

Рисунок 3 – Расчет осветительной нагрузки помещения вентиляторная



Высота помещения: 7.000 m, Монтажная высота: 6.600 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:309

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{cp}}$
Рабочая плоскость	/	194	92	243	0.476
Полы	20	183	88	228	0.483
Потолок	70	36	23	41	0.636
Стенки (6)	50	77	26	127	/

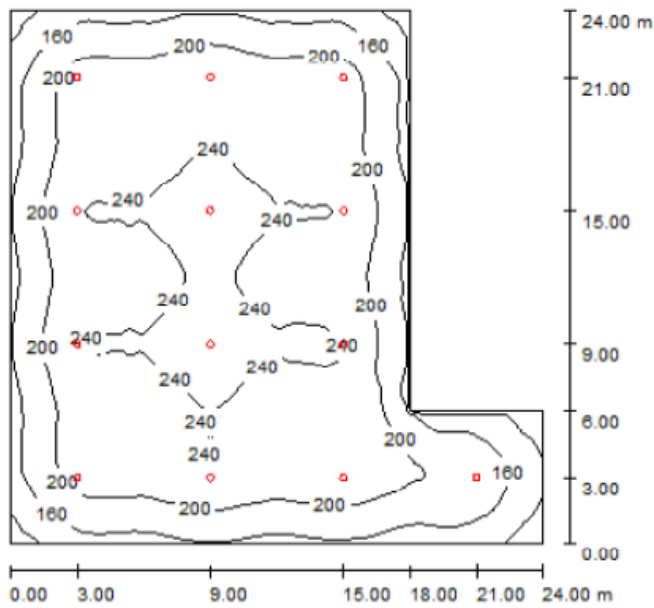
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 128 x 128 Точки
Краяевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	9	LIGHTINGTECHNOLOGIES HBM 150 (1.000)	13500	150.0
Всего:			121500	1350.0

Рисунок 4 – Расчет осветительной нагрузки помещения машинный зал 1
(правая часть)



Высота помещения: 7.000 m, Монтажная высота: 6.600 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:309

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{cp}}$
Рабочая плоскость	/	206	95	262	0.462
Полы	20	197	93	245	0.473
Потолок	70	38	24	44	0.626
Стенки (6)	50	79	27	128	/

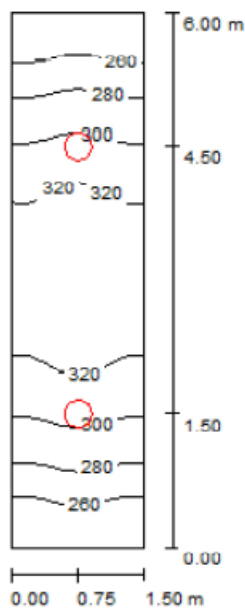
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 128 x 128 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	13	LIGHTINGTECHNOLOGIES HBM 150 (1.000)	13500	150.0
			Всего: 175500	1950.0

Рисунок 5 – Расчет осветительной нагрузки помещения машинный зал 2
(левая часть)



Высота помещения: 7.000 m, Монтажная высота: 6.600 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	297	242	333	0.817
Полы	20	236	202	261	0.857
Потолок	70	131	98	147	0.750
Стенки (4)	50	270	74	1460	/

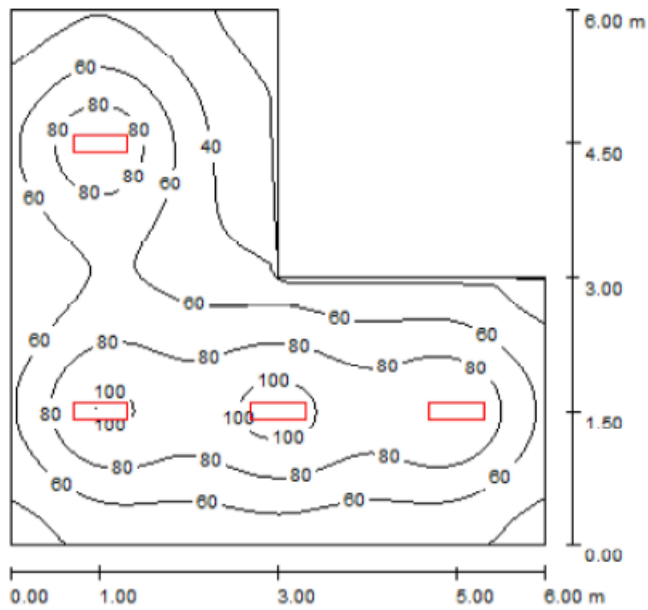
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 32 x 8 Точки
Краявая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	2	LIGHTINGTECHNOLOGIES HBM 150 (1.000)	13500	150.0
Всего:			27000	300.0

Рисунок 6 – Расчет осветительной нагрузки помещения коридор 1



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.880 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	64	13	107	0.206
Полы	20	53	20	73	0.383
Потолок	70	11	7.06	14	0.621
Стенки (6)	50	25	8.66	46	/

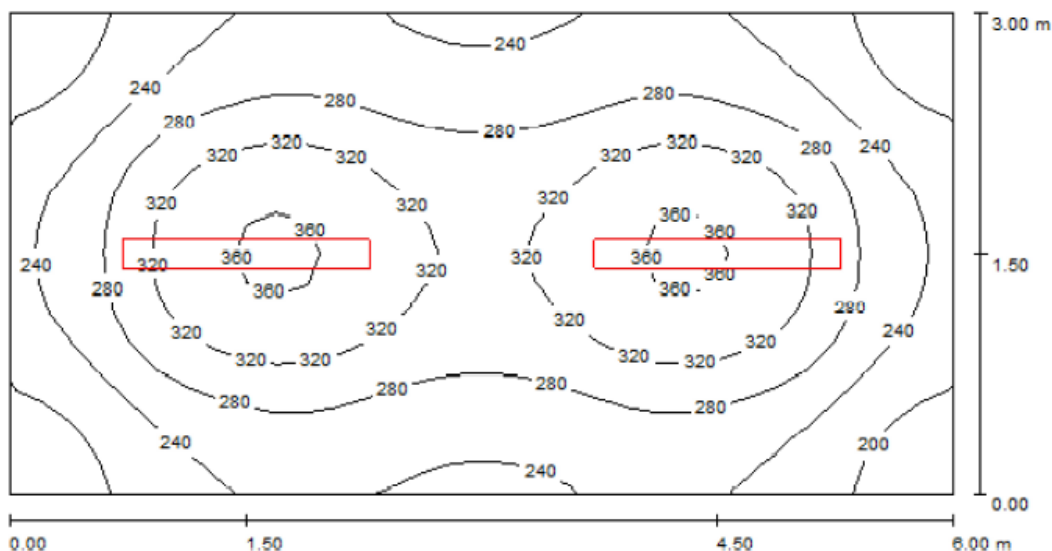
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 64 x 64 Точки
Краяевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	4	LIGHTINGTECHNOLOGIES AL.ARS 118 (1.000)	1200	18.0
			Всего: 4800	72.0

Рисунок 7 – Расчет осветительной нагрузки помещения коридор2



Высота помещения: 2.800 м, Монтажная высота: 2.800 м,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:43

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{cp}}$
Рабочая плоскость	/	276	177	371	0.643
Полы	20	211	153	248	0.725
Потолок	70	175	73	1333	0.416
Стенки (4)	50	174	110	264	/

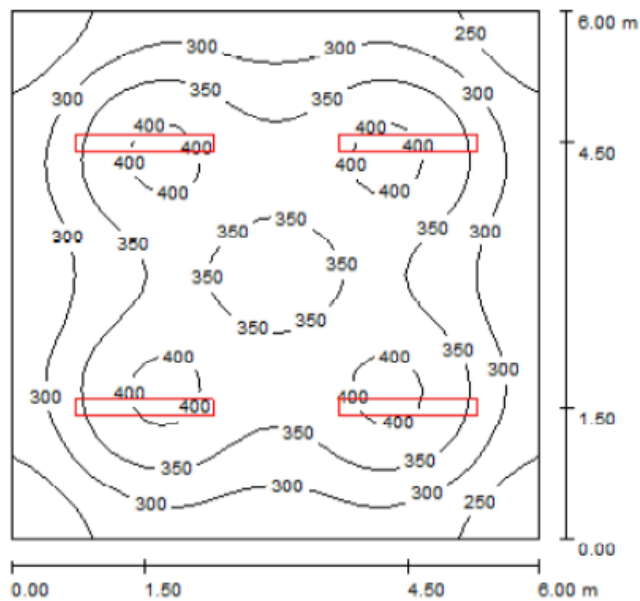
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 м
Растр: 32 x 16 Точки
Краявая зона: 0.000 м

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	2	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 18400	232.0

Рисунок 8 – Расчет осветительной нагрузки помещения начальник смены



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	329	208	419	0.633
Полы	20	272	198	317	0.730
Потолок	70	184	82	1344	0.446
Стенки (4)	50	208	138	300	/

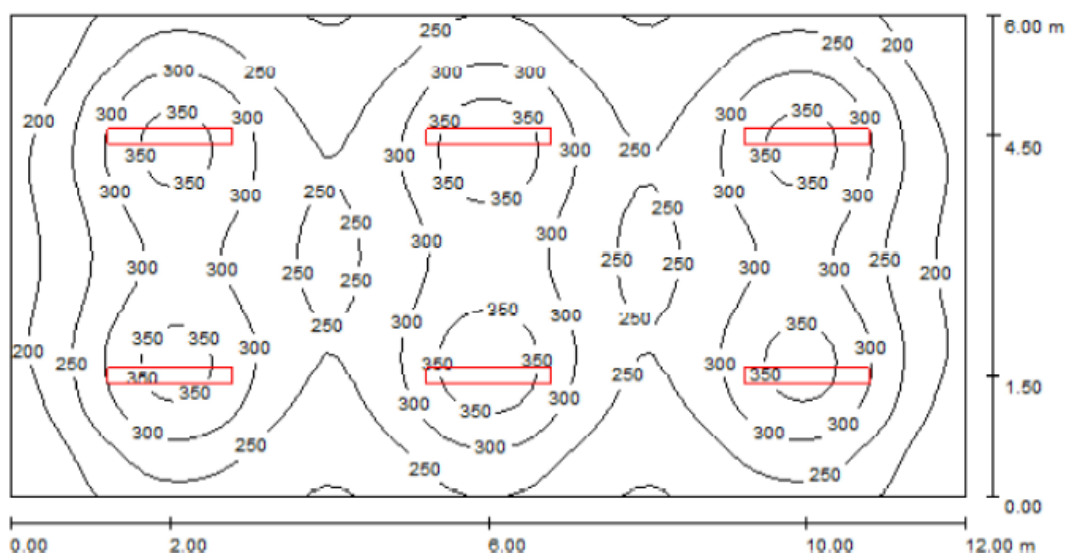
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 32 x 32 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	4	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
Всего:			36800	464.0

Рисунок 9 – Расчет осветительной нагрузки помещения обслуживающий персонал



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:86

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{cp}}$
Рабочая плоскость	/	272	154	385	0.568
Полы	20	234	155	284	0.662
Потолок	70	141	63	1336	0.446
Стенки (4)	50	170	107	282	/

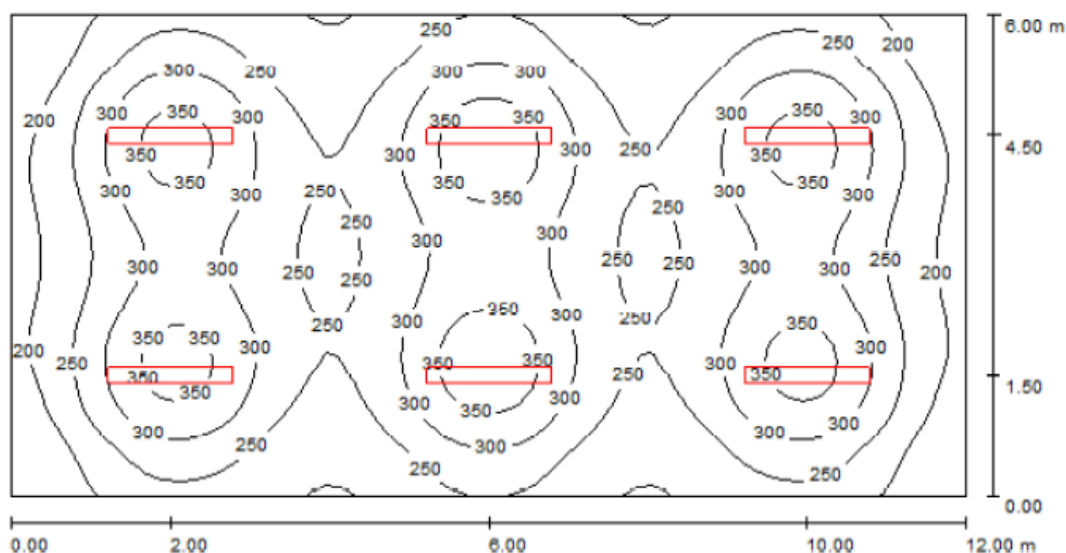
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 64 x 32 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	6	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 55200	696.0

Рисунок 10 – Расчет осветительной нагрузки помещения
с электронагревателями



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
 Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:86

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	272	154	385	0.568
Полы	20	234	155	284	0.662
Потолок	70	141	63	1336	0.446
Стенки (4)	50	170	107	282	/

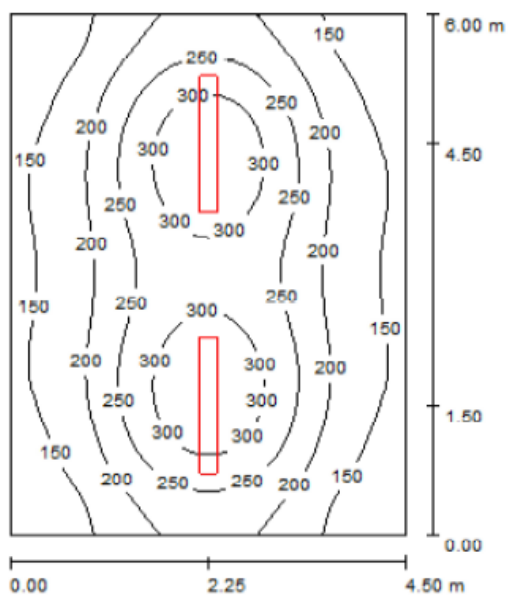
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
 Растр: 64 x 32 Точки
 Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	6	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 55200	696.0

Рисунок 11 – Расчет осветительной нагрузки помещения ремонтный участок



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	215	109	343	0.505
Полы	20	173	114	223	0.662
Потолок	70	120	47	1362	0.389
Стенки (4)	50	125	79	228	/

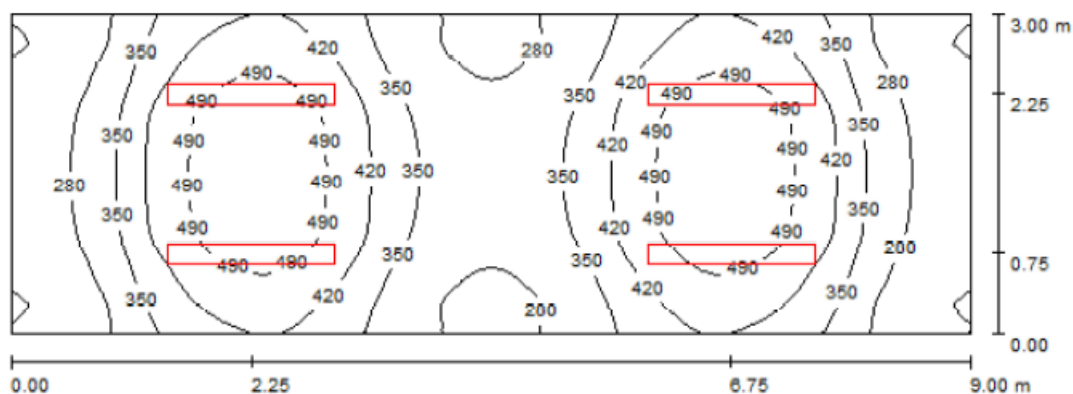
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
Растр: 32 x 32 Точки
Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	2	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
Всего:			18400	232.0

Рисунок 12 – Расчет осветительной нагрузки помещения сварочный пост



Высота помещения: 2.800 м, Монтажная высота: 2.800 м,
 Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:65

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	376	204	547	0.542
Полы	20	297	204	373	0.688
Потолок	70	239	83	1408	0.345
Стенки (4)	50	249	133	727	/

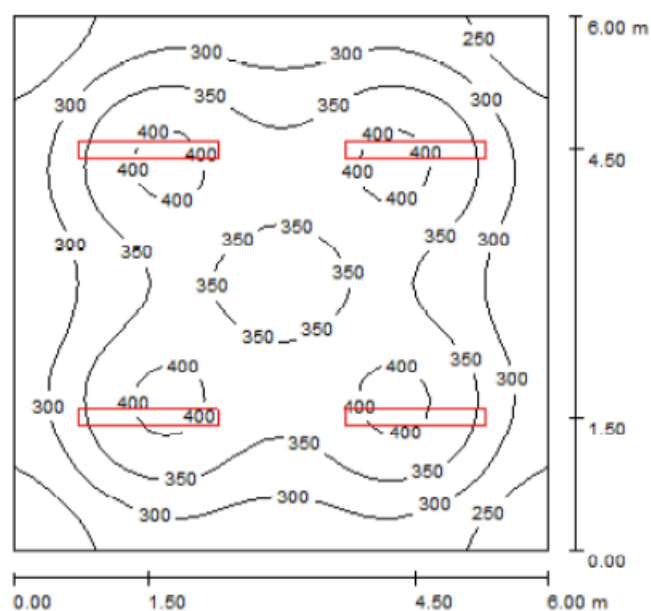
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 м
 Растр: 64 x 32 Точки
 Краевая зона: 0.000 м

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	4	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 36800	464.0

Рисунок 13 – Расчет осветительной нагрузки помещения склад запчастей



Высота помещения: 2.800 m, Монтажная высота: 2.800 m,
 Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	329	208	419	0.633
Полы	20	272	198	317	0.730
Потолок	70	184	82	1344	0.446
Стенки (4)	50	208	138	300	/

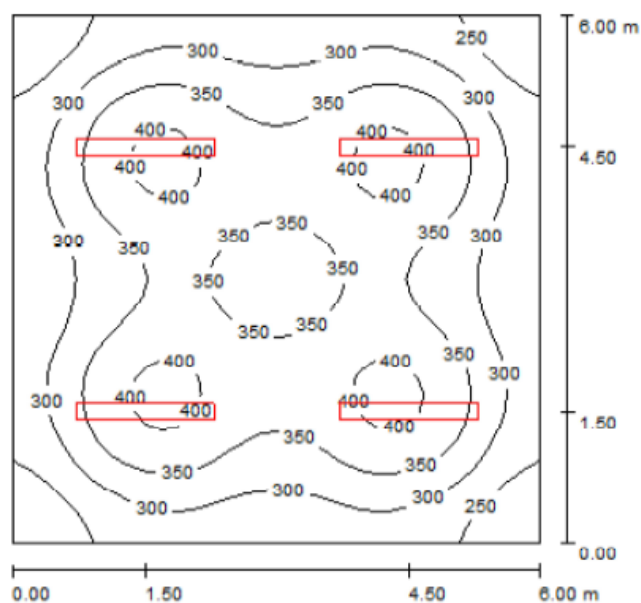
Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 m
 Растр: 32 x 32 Точки
 Краевая зона: 0.000 m

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	4	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 36800	464.0

Рисунок 14 – Расчет осветительной нагрузки помещения трансформаторная подстанция



Высота помещения: 2.800 м, Монтажная высота: 2.800 м,
Коэффициент эксплуатации: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:78

Поверхность	ρ [%]	E_{cp} [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_{cp}
Рабочая плоскость	/	329	208	419	0.633
Полы	20	272	198	317	0.730
Потолок	70	184	82	1344	0.446
Стенки (4)	50	208	138	300	/

Рабочая плоскость:

Высота: 0.850 м
Растр: 32 x 32 Точки
Краевая зона: 0.000 м

Ведомость светильников

№	Шт.	Обозначение (Поправочный коэффициент)	Φ [lm]	P [W]
1	4	LIGHTINGTECHNOLOGIES AOT.OPL 258 (1.000)	9200	116.0
			Всего: 36800	464.0

Рисунок 15 – Расчет осветительной нагрузки помещения щитовая

Данные о распределении осветительной нагрузки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Распределение осветительной нагрузки

Участок расчета освещения	К-во этажей	P, кВт	cosφ	Q, квар
Машинный зал 1	1	1,35	0,85	0,84
Машинный зал 2	1	1,95	0,85	1,21
Коридор 1	1	0,30	0,85	0,19
Щитовая	2	0,70	0,96	0,20

Участок расчета освещения	К-во этажей	P, кВт	cosφ	Q, квар
Трансформаторная подстанция	2	0,70	0,96	0,20
Ремонтный участок	2	1,40	0,96	0,40
Помещение с электронагревателями	2	1,40	0,96	0,40
Коридор 2	2	0,14	0,96	0,04
Вентиляторная	2	0,23	0,96	0,07
Склад запчастей	2	0,22	0,96	0,07
Агрегатная	2	1,86	0,96	0,54
Бытовка	2	0,46	0,96	0,13
Начальник смены	2	0,46	0,96	0,13
Обслуживающий персонал	2	0,70	0,96	0,20
Сварочный пост	2	0,46	0,96	0,13
Итого	-	12,33	0,96	4,75

Мощность аварийного освещения принимается равной 10% от общей активной мощности осветительной нагрузки.

2.3 Определение суммарных электрических нагрузок по насосной станции

Определяем суммарную активную мощность:

$$P_{\Sigma} = P_p + 1,1 P_{\text{осв}} = 946,56 + 1,1 \cdot 12,33 = 960,12 \text{ кВт.}$$

Определяем суммарную реактивную мощность:

$$Q_{\Sigma} = Q_p + 1,1 Q_{\text{осв}} = 706,49 + 4,75 = 711,24 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную полную мощность:

Определяем полную расчетную нагрузку:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 1194,86 \text{ кВА}$$

Определяем расчётный ток для электроприёмников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 1815,46 \text{ А.}$$

3 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане цеха окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. Картограмма даёт представление о распределении нагрузок потребителей по территории цеха [12].

Радиусы окружностей рассчитываются по формулам:

$$r_{Pi} = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi m_p}}$$

$$r_{Qi} = \sqrt{\frac{Q_{Pi}}{\pi m_Q}}$$

где P_{Pi} , Q_{Pi} – активная и реактивная расчетная мощность потребителя электрической энергии; m_p – масштабный коэффициент кВт/м²; m_Q – масштабный коэффициент квар/м²

Принимаем $m_p = 2$ кВт/м²; $m_Q = 2$ квар/м².

Центр активной нагрузки определяется по формуле:

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}; \quad Y_p = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}.$$

Центр реактивной нагрузки определяется по формуле:

$$X_Q = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n Q_{Pi}}; \quad Y_Q = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n Q_{Pi}}.$$

Результаты расчета картограммы электрических нагрузок сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры расчета картограммы электрических нагрузок

№	Название	$X_{i,м}$	$Y_{i,м}$	P_i кВт	Q_i квар.	$r_{pi, М}$	$r_{Qi,М}$
1	Вентилятор	1,351	28,050	8	6	1,13	0,98
2	Вентилятор	3,946	28,050	8	6	1,13	0,98
3	Сверлильный станок	12,572	26,450	4,2	8,36	0,82	1,15
4	Заточный станок	13,121	24,668	2,5	4,98	0,63	0,89
5	Токарно-револьверный станок	16,500	25,800	28	48,44	2,11	2,78
6	Фрезерный станок	20,500	28,200	9,6	21,98	1,24	1,87
7	Круглошлифовальный станок	23,300	25,350	6,2	12,65	0,99	1,42
8	Резьбонарезной станок	22,800	27,000	6	13,74	0,98	1,48
9	Электронагреватель отопительный	25,730	27,000	12,5	0	1,41	0
10	Электронагреватель отопительный	30,000	27,000	12,5	0	1,41	0
11	Электронагреватель отопительный	34,270	27,000	12,5	0	1,41	0
12	Кран мостовой	8,000	21,101	20,01	15,08	1,79	1,55
13	ЭД вакуумных насосов	1,700	14,250	6	4,5	0,98	0,85
14	ЭД вакуумных насосов	1,700	11,250	6	4,5	0,98	0,85
15	ЭД вакуумных насосов	1,700	8,250	6	4,5	0,98	0,85
16	ЭД вакуумных насосов	1,700	5,250	6	4,5	0,98	0,85
17	ЭД вакуумных насосов	1,700	2,250	6	4,5	0,98	0,85
18	Электродвигатель задвижек	4,300	14,250	0,8	0,6	0,36	0,31
19	Электродвигатель задвижек	4,300	11,250	0,8	0,6	0,36	0,31
20	Электродвигатель задвижек	4,300	8,250	0,8	0,6	0,36	0,31

№	Название	$X_{i,м}$	$Y_{i,м}$	P_i кВт	Q_i квар.	$r_{pi, м}$	$r_{Qi, м}$
21	Электродвигатель задвигек	4,300	5,250	0,8	0,6	0,36	0,31
22	Электродвигатель задвигек	4,300	2,250	0,8	0,6	0,36	0,31
23	Насосный агрегат	12,00	14,00	250	187,5	6,30	5,46
24	Насосный агрегат	21,00	14,00	250	187,5	6,30	5,46
25	Насосный агрегат	12,00	5,000	250	187,5	6,30	5,46
26	Насосный агрегат	21,00	5,000	250	187,5	6,30	5,46
27	Насосный агрегат	30,00	5,000	250	187,5	6,30	5,46
28	Щит сигнализации	33,50	7,500	0,8	1,65	0,36	0,51
29	Дренажный насос	30,00	16,30	11,2	8,4	1,34	1,20
30	Дренажный насос	30,00	11,30	11,2	8,4	1,34	1,20
31	Сварочный агрегат	41,05	4,200	2,66	6,86	0,65	1,05
32	Сварочный агрегат	41,05	1,800	2,66	6,86	0,65	1,05

Координаты центра активных нагрузок:

P (18951; 10206).

Координаты центра реактивных нагрузок:

Q (18741; 10496)

Ввиду невозможности обеспечения технологического процесса при установке цеховой трансформаторной подстанции и компенсирующих устройств в соответствующих точках, трансформаторная подстанция и компенсирующие устройства устанавливаются вне помещения насосной станции.

4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций с учётом компенсации реактивной мощности

4.1 Предварительный выбор силовых трансформаторов

Электроприемники I и II категории рекомендуется обеспечивать питанием от двух независимых, взаимнорезервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания для электроприемников I категории допустимы перерывы электроснабжения на время автоматического восстановления питания, для электроприемников II категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала [1,2].

Таким образом, к установке принимается двухтрансформаторная подстанция.

Мощность одного трансформатора, кВА, при условии полной компенсации реактивной мощности определяется условием [8]

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_{\text{ср}}}{N \cdot K_3} = \frac{960,12}{2 \cdot 0,65} = 738,55 \text{ кВА},$$

где $P_{\text{ср}}$ – суммарная среднесменная мощность по ТП, кВт; N – количество трансформаторов на ТП, шт.; K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.; при нагрузках I и II категории принимается $K_3 = 0,65$.

Для установки выбираются трансформаторы ТМГ-1000/10, либо трансформаторы ТМГ-1250/10 со схемой соединения обмоток Y/Yo.

Предварительная проверка по допустимой перегрузке трансформатора ТМГ-1000/10 осуществляется по соотношению:

$$1,3 \cdot S_{\text{ном.т}} \geq P_p = 1,3 \cdot 1000 = 1300 \geq 960,12 \text{ кВА},$$

где P_p – расчетная активная мощность в целом по ТП, кВт.

Условия по допустимой перегрузке трансформатора ТМГ-1000/10 выполняется.

Действительный коэффициент загрузки трансформатора ТМГ-1000/10

при условии полной компенсации реактивной мощности, о.е.:

$$K_{з.д} = \frac{P_{cp}}{N \cdot S_{ном.т}} = \frac{960,12}{2 \cdot 1000} = 0,48.$$

Предварительная проверка по допустимой перегрузке трансформатора ТМГ-1250/10 осуществляется по соотношению:

$$1,3 \cdot S_{ном.т} \geq P_p = 1,3 \cdot 1250 = 1625 \geq 960,12 \text{ кВА}.$$

Условия по допустимой перегрузке трансформатора ТМГ-1250/10 выполняется.

Действительный коэффициент загрузки трансформатора ТМГ-1250/10 при условии полной компенсации реактивной мощности, о.е.:

$$K_{з.д} = \frac{P_{cp}}{N \cdot S_{ном.т}} = \frac{960,12}{2 \cdot 1250} = 0,38.$$

4.2 1 вариант - два трансформатора ТМГ-1000/10

Технические данные трансформатора согласно [8] представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические данные трансформатора ТМГ-1000/10

P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	K_3	$U_{кз}$, %	S_n , кВА	I_{xx} , %
1,55	10,80	0,70	5,5	1000	1,2

Рассчитаем потери активной и реактивной мощности в трансформаторе.

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{Т.Σ} = 2 (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}) = 2 (1,55 + 0,7^2 \cdot 10,8) = 13,684 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{Т.Σ} = 2 (I_{xx\%} + K_3^2 \cdot U_{кз\%}) S / 100 = 2 (1,2 + 0,7^2 \cdot 5,5) 1000 / 100 = 77,9 \text{ квар}.$$

Общая активная нагрузка насосной станции с учетом активных потерь в трансформаторе:

$$P_{общ} = P_p + \Delta P_{Т.Σ} = 960,12 + 13,684 = 973,804 \text{ кВт}.$$

Общая реактивная нагрузка насосной станции с учетом реактивных потерь в трансформаторе:

$$Q_{\text{общ}} = Q_p + \Delta Q_{\text{Т.С}} = 711,24 + 77,9 = 789,14 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = Q_{\text{общ}}/2 = 789,14/2 = 394,57 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_{\text{общ}} - 0,7 Q_{\text{сд}};$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha P_{\text{общ}},$$

где $Q_{\text{сд}}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, ввиду установки конденсаторных батарей принимается равной 0; α – расчетный коэффициент, соответствующий установленным предприятию условиям получения от энергосистемы мощностей, определяется согласно [12] и для регионов Средней Волги принимается $\alpha = 0,28$ при высшем напряжении 110 кВ.

Тогда:

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_{\text{общ}} - 0,7 Q_{\text{сд}} = 789,14 - 0,7 \cdot 0 = 789,14;$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha P_{\text{общ}} = 0,28 \cdot 973,804 = 272,67 \text{ квар.}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q_{\text{Э1}} = 272,67 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\text{min}} = 394,57 \text{ квар.}$$

$$Q''_{\text{Э2}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{общ}} - Q_{\text{Э1}}) = 394,57 - (789,14 - 272,67) = - 121,9 \text{ квар.}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\text{Э2}} = 394,57 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ.min} = Q_{min} - Q_{зз} = 394,57 - 394,57 = 0 \text{ квар.}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

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

$$Q_{Эн} = Q_{Э1} - (Q_{общ} - Q_p) = 272,67 - (789,14 - 711,24) = 197,77 \text{ квар.}$$

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

$$Q_T = \sqrt{(n \cdot K_3 \cdot S_{наимТ})^2 - Pp^2}$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 960,12^2} = 1018,91 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{КУ Н} = Q_3 - Q_T = 711,24 - 1018,9 = - 307,67 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{КУ В} = Q_{КУ max} - Q_{КУ Н} = 595,384 - (-307,67) = 903,054 \text{ квар.}$$

Так как $Q_{КУ.В} > 800$ квар, то установка БК на стороне 10 кВ целесообразна.

К установке принимаем 2 регулируемые КУ типа УК-10,5-450 общей установленной мощностью 900 квар.

Приведенные затраты на установку ТП:

$$З_{ТП} = n (E K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T),$$

где $n=2$; $E=0,223$ – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в ТП, $K_{ТП}=557700$ руб. – стоимость трансформатора, $C \cdot \Delta P_T$ – стоимость активных потерь мощности в трансформаторах.

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot P_{кз},$$

где C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора, C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь, определяются по выражениям:

$$C_0 = (\alpha/T_M + \beta \cdot 10^{-2}) T_p;$$

$$C = (\alpha/T_M + \beta \cdot 10^{-2}) \tau,$$

где α - основная ставка двухставочного тарифа, руб/кВт – плата за 1 кВт максимальной нагрузки; β – дополнительная плата за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии; T_m – время использования максимальной нагрузки предприятия в год, принимается равным 4500ч.; T_p - время работы трансформатора в году, принимается равным 8760ч; τ – время максимальных потерь.

$$\tau = (0,124 + T_m/10000)^2 \cdot T_p = (0,124 + 4500 / 10000)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ час.}$$

В соответствии с [12] для Самарской области:

$$\alpha = 1170,583 \text{ руб./кВт,}$$

$$\beta = 1,146 \text{ руб./кВт·час.}$$

Тогда:

$$C_o = (1170,583/4500 + 1,146) \cdot 8760 = 638,37 \text{ руб./кВт ·год.}$$

$$C = (\alpha/T_m + \beta)\tau = (1170,583/4500 + 1,146) \cdot 2886,2 = 210,33 \text{ руб./кВт ·год.}$$

$$Z_{ТП} = n (E K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T) = 2 \cdot (0,233 \cdot 557700 + 2102,54) = 252939 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на установку КУ:

$$Z_{КУ} = n_{КУ} E K_y Q_{КУВ},$$

где $K_y = 39,95$ руб./квар – удельная стоимость КУ, определяется по согласно [8,12]; $n_{КУ}$ – число конденсаторных установок.

Таким образом:

$$Z_{КУ} = 2 \cdot 0,233 \cdot 39,95 \cdot 900 = 16755,03 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на ТП и КУ:

$$Z_1 = Z_{КУ} + Z_{ТП} = 17817,7 + 252939 = 269964,03 \text{ руб.}$$

4.3 2 вариант - два трансформатора ТМГ-1250/10

Технические данные трансформатора согласно [8] представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические данные трансформатора ТМГ-1250/10

P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	K_3	$U_{кз}$, %	S_n , кВА	I_{xx} , %
1,8	17	0,70	5,5	1250	1,2

Рассчитаем потери активной и реактивной мощности в трансформаторе.

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{T,\Sigma} = 2 (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}) = 2 (1,8 + 0,7^2 \cdot 17) = 20,26 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{T,\Sigma} = 2 (I_{xx}\% + K_3^2 \cdot U_{кз}\%) S/100 = 2 (1,2 + 0,7^2 \cdot 5,5) 1250/100 = 97,38 \text{ квар.}$$

Общая активная нагрузка насосной станции с учетом активных потерь в трансформаторе:

$$P_{\text{общ}} = P_p + \Delta P_{T,\Sigma} = 960,12 + 20,26 = 980,38 \text{ кВт.}$$

Общая реактивная нагрузка насосной станции с учетом реактивных потерь в трансформаторе:

$$Q_{\text{общ}} = Q_p + \Delta Q_{T,\Sigma} = 711,24 + 97,38 = 808,62 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = Q_{\text{общ}}/2 = 808,62/2 = 404,31 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{Э1}} = Q_{\text{общ}} - 0,7 Q_{\text{сд}} = 808,62 - 0,7 \cdot 0 = 808,62 \text{ квар;}$$

$$Q''_{\text{Э1}} = \alpha P_{\text{общ}} = 0,28 \cdot 980,38 = 274,51 \text{ квар.}$$

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q_{\text{Э1}} = 274,51 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{Э2}} = Q_{\text{min}} = 404,31 \text{ квар};$$

$$Q''_{\text{Э2}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{общ}} - Q_{\text{Э1}}) = 404,31 - (808,62 - 274,51) = -129,8 \text{ квар}.$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\text{Э2}} = 404,31 \text{ квар}.$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУmin}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{Э2}} = 404,31 - 404,31 = 0 \text{ квар}.$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

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

$$Q_{\text{Эн}} = Q_{\text{Э1}} - (Q_{\text{общ}} - Q_{\text{р}}) = 274,51 - (808,62 - 711,24) = 177,13 \text{ квар}.$$

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

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(n \cdot K_{\text{з}} \cdot S_{\text{наимТ}})^2 - P_{\text{р}}^2}$$

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1250)^2 - 960,12^2} = 1463,1 \text{ квар}.$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КУН}} = Q_{\text{з}} - Q_{\text{T}} = 711,24 - 1463,1 = -751,86 \text{ квар}.$$

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{КУВ}} = Q_{\text{КУmax}} - Q_{\text{КУН}} = 614,972 - (-751,86) = 1366,832 \text{ квар}.$$

Так как $Q_{\text{КУ.В}} > 800$ квар, то установка БК на стороне 10 кВ целесообразна.

К установке принимаем 3 регулируемые КУ типа УК-10,5-450 общей установленной мощностью 1350 квар [14].

Приведенные затраты на установку ТП:

$$Z_{\text{ТП}} = n (E K_{\text{ТП}} + C \cdot \Delta P_{\text{T}}),$$

где $K_{\text{ТП}} = 716539$ руб.;

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot P_{K3},$$

$$C_0 = (\alpha/T_M + \beta \cdot 10^{-2}) T_p = (1170,583/4500 + 1,146) 8760 =$$

$$= 638,37 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год.}$$

$$C = (\alpha/T_M + \beta \cdot 10^{-2}) \tau,$$

$$\tau = (0,124 + T_M/10000)^2 \cdot T_p = (0,124 + 4500/10000)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ час.}$$

$$C = (\alpha/T_M + \beta) \tau = (1170,583/4500 + 1,146) 2886,2 = 210,33 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год.}$$

$$Z_{ТП} = n (E K_{ТП} + C \cdot \Delta P_T) = 2 \cdot (0,233 \cdot 716539 + 2102,54) = 325378,614 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на установку КУ:

$$Z_{КУ} = n_{КУ} E K_{КУ} = 3 \cdot 0,233 \cdot 39,95 \cdot 1350 = 37698,8 \text{ руб.,}$$

где $K_{КУ} = 39,95$ руб./квар – удельная стоимость КУ, определяется по согласно [8,12]; $n_{КУ}$ – число конденсаторных установок.

Суммарные затраты на ТП и КУ:

$$Z_2 = Z_{КУ} + Z_{ТП} = 37698,8 + 325378,614 = 363033,43 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на установку двух трансформаторов ТМГ-1000/10 и двух регулируемых КУ типа УК-10,5-450 составляют 269964,03 руб. Приведенные затраты на установку двух трансформаторов ТМГ-1250/10 и трех регулируемых КУ типа УК-10,5-450 составляют 363033,43 руб.

Таким образом, по наименьшим приведенным затратам выбираем 1 вариант – вариант с двумя трансформаторами ТМГ-1000/10 и двух регулируемых КУ типа УК-10,5-450.

5. Выбор электрооборудования внутрицеховой сети

5.1 Выбор распределительных шкафов и троллейных шинопроводов

Расчет распределительных пунктов осуществляется согласно методу упорядоченных диаграмм. Результаты расчета приведены в таблице 7.

По расчетным данным выбираем два распределительных шкафа ПР8501 и три распределительных щита ЩО70-2АТ.

Для обеспечения питания кранов выбираем согласно [14] троллейный шинопровод ШТМ-70, рассчитанный на токи до 200 А.

5.2 Выбор кабельных линий

Для каждого типа электроприемников определяется номинальный рабочий ток согласно формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_H^2 + P_H^2 \operatorname{tg}^2 \varphi}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

где P_H – номинальная мощность электроприемника, кВт; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприемника; U_H – номинальное напряжение.

Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 7 - Расчетные нагрузки насосной станции и распределение нагрузок по РП

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП $n_{Э}$	Коэффициент максимума K_m	Расчетная мощность			Расчетный ток, А I_P		
по заданию технологов		по справочным данным		$K_H \cdot P_H$	$K_H \cdot P_H \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot P_H^2$			активная, кВт, P_P	реактивная, квар Q_P	полная, кВА S_P			
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*					коэффициент использования K_H	коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$						
		одно-го ЭП P_H	общая P_H											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РП1														
Кран мостовой	1	20,1	20,1	0,2	0,8/0,75	4,02	3,02							
ЭД вакуумных насосов	5	6	30	0,2	0,8/0,75	6	4,5							
Электродвигатели задвижек	5	0,8	4,8	0,15	0,8/0,75	0,72	0,54							
Итого по РП1	11	20,1/0,8	54,9	0,2	0,8/0,75	10,74	8,06		6	2,24	24,06	8,87	25,64	39

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РП2														
Сверильный станок	1	4,2	4,2	0,15	0,8/0,75	0,63	0,47							
Заточный станок	1	2,5	2,5	0,15	0,8/0,75	0,32	0,24							
Токарно-револьверный станок	1	28	28	0,14	0,5/1,73	3,92	6,95							
Фрезерный станок	1	9,6	9,6	0,13	0,4/2,29	1,25	2,86							
Круглошлиф. станок	1	6,2	6,2	0,13	0,44/2,04	0,8	0,39							
Резьбонарезной станок	1	6,0	6,0	0,13	0,4/2,29	0,78	1,79							
Нагреватели отопительные	1	12,5	12,5	0,6	1/0	7,5	0							
Итого по РП2	7	28/ 2,5	69	0,2	/0,83	15,2	12,7		7	2,2	34,2	13,97	36,94	53
Дренажные насосы	2	11,2	22,4	0,7	0,8/0,75	15,68	11,76							
Сварочные агрегаты	2	2,66	5,32	0,3	0,35/2,58	1,6	4,12							
Щит сигнализации	1	0,8	0,8	0,8	0,9/2,06	1,92	3,96							
Насосный агрегат	1	250	250	0,7	0,8/0,75	175	131,25							
Итого по РП3	6	250/ 0,8	280,12	0,69	0,79/0,78	194,2	151,09		2	1,35	262,17	166,2	310,4	472,2

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Насосные агрегаты	2	250	500	0,7	0,8/0,75	350	262,5							
Итого по РП4	2	250/ 250	500	0,7	0,8/0,75	350	262,5		2	1	350	288,75	453,74	654,9
Насосные агрегаты	2	250	500	0,7	0,8/0,75	350	262,5							
Итого по РП5	2	250/ 250	500	0,7	0,8/0,75	350	262,5		2	1	350	288,75	453,74	654,9

По [6] выбираются кабели, исходя из расчетных значений токов для электроприемников из таблицы 7. Результаты выбора КЛ заносятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор кабельных линий

Категория электроприемников	Расчетный ток, А	Выбранный кабель
Вентиляторы	15,2	АВВГ – 3х4+1х2,5
Сверлильный станок	7,99	АВВГ - 2х4
Заточный станок	4,75	АВВГ – 2х4
Токарно-револьверный станок	85,11	АВВГ – 3х50+1х25
Фрезерный станок	36,49	АВВГ – 3х6+1х4
Круглошлифовальный станок	21,43	АВВГ – 3х5+1х2,5
Резьбонарезной станок	22,81	АВВГ – 3х5+1х2,5
Электронагреватели отопительные	19,01	АВВГ – 3х4+1х2,5
Кран мостовой	38,22	АВВГ – 3х6+1х4
ЭД вакуумных насосов	11,41	АВВГ – 3х4+1х2,5
Электродвигатели задвижек	1,52	АВВГ – 2х4
Насосные агрегаты	475,36	АВВГ – 3х300+1х150
Щит сигнализации	2,79	АВВГ – 2х4
Дренажные насосы	21,30	АВВГ – 3х5+1х2,5
Сварочные агрегаты	11,20	АВВГ – 3х4+1х2,5
Распределительный пункт 1	39	АВВГ – 3х8+1х6
Распределительный пункт 2	108,73	АВВГ – 3х35+1х16
Распределительный пункт 3	472,18	АВВГ – 3х300+1х150
Распределительный пункт 4	665,50	ВВГ – 3х300+1х150
Распределительный пункт 5	665,50	ВВГ – 3х300+1х150
Распределительное устройство	1815,46	3 ААШВ – 3х240+1х150

5.3 Выбор автоматических выключателей

Защита электроприёмников выполняется автоматическими выключателями марок ВА 51-31, ВА 53-29, ВА 51-25, ВА 51-29, ВА 51-39 и ВА-СЭЩ [22-26]. Результаты выбора заносятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор автоматических выключателей

Категория электроприемников	Расчетный ток, А	Выбранный выключатель	Установка теплового расцепителя I _п , А
Вентиляторы	15,2	ВА51-25 25А	19
Сверлильный станок	7,99	ВА51-25 25А	10
Заточный станок	4,75	ВА51-25 25А	6
Токарно-револьверный станок	85,11	ВА51-31 100А	106
Фрезерный станок	36,49	ВА51-29 63А	46
Круглошлифовальный станок	21,43	ВА51-25 25А	27
Резьбонарезной станок	22,81	ВА51-25 25А	29
Электронагреватели отопительные	19,01	ВА51-25 25А	24
Кран мостовой	38,22	ВА51-25 63А	48
ЭД вакуумных насосов	11,41	ВА51-25 25А	15
Электродвигатели задвижек	4,75	ВА51-25 25А	6
Насосные агрегаты	475,36	ВА55-39 630А	594
Щит сигнализации	2,79	ВА51-25 25А	4
Дренажные насосы	21,30	ВА51-25 25А	27
Сварочные агрегаты	11,20	ВА51-25 25А	14
от РУ 0,4 кВ до РП1	39	ВА51-29 63А	49
от РУ 0,4 кВ до РП2	108,73	ВА-СЭЩ-АН-0,6 D 200 А	136
от РУ 0,4 кВ до РП3	472,18	ВА-СЭЩ-АН-0,8 D 630 А	590
от РУ 0,4 кВ до РП4	665,50	ВА-СЭЩ-АН-0,8 D 800 А	832
от РУ 0,4 кВ до РП5	665,50	ВА-СЭЩ-АН-0,8 D 800 А	832
от КТП до РУ 0,4 кВ	1815,46	ВА-СЭЩ-АН-2D 2000А	2268,75

5.4 Выбор трансформаторов тока

На стороне 10 кВ к установке принимаем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 с коэффициентом трансформации 75/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 75А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке, питающей РП1, принимаем трансформатор тока Т-0,6-0,5-40/5 УЗ с коэффициентом трансформации 40/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 40 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке, питающей РП2, принимаем трансформатор тока Т-0,66-0,5-100/5 УЗ с коэффициентом трансформации 100/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 100 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке, питающей РП3, принимаем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 0,66-01 с коэффициентом трансформации 500/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 500 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке, питающей РП4, принимаем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03 с коэффициентом трансформации 800/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 800 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке, питающей РП5, принимаем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03 с коэффициентом трансформации 800/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 800 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

На стороне 0,4 кВ в ячейке на вводе в РУ принимаем трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03 с коэффициентом трансформации 2000/5, класса точности 0,5; частотой 50 Гц, номинальный первичный ток 2000 А, номинальный вторичный ток 5 А [22].

Выбор трансформаторов тока сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор ТТ

Класс напряжения, кВ	Присоединение	Тип ТТ
10	Ввод в РУ	ТОЛ-СЭЩ-10
0,4	РП1	Т-0,6-0,5-40/5 УЗ
0,4	РП2	Т-0,66-0,5-100/5 УЗ
0,4	РП3	ТШЛ-СЭЩ 0,66-01
0,4	РП4	ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03
0,4	РП5	ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03
0,4	Ввод в РУ	ТШЛ-СЭЩ 0,66-02;03

5.5 Выбор кабельной линии на стороне 10 кВ

Выбор сечения кабеля осуществляется по экономической плотности тока:

$$F = \frac{\sqrt{P^2_{\text{общ}} + (Q_{\text{общ}} - Q_{KV})^2}}{\sqrt{3} \cdot j \cdot U_H}.$$

Экономическая плотность тока согласно [1] для алюминиевых проводников при числе часов использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 часов составляет 1,1 А/мм².

Тогда:

$$F = \frac{\sqrt{973,802^2 + (789,14 - 450)^2}}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 10} = 54,12 \text{ мм}^2.$$

К установке принимаем кабель АСБ 3х70 [17].

6 Расчет токов короткого замыкания

В электрических установках могут возникать различные виды короткого замыкания, сопровождающиеся резким увеличением тока. Поэтому электрическое оборудование в соответствии с требованиями ПУЭ [1], устанавливаемое в системах электрического снабжения, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и выбираться с учетом величин этих токов.

Расчёты выполняются в соответствии с методикой, рекомендованной ГОСТом 28249 – 93 [5] на расчёты токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ. Короткие замыкания рассчитываются в трех точках:

т.К1 - на контактах РУ;

т.К2 - на вводе распределительного щита ЩО70-2АТ;

т.К3 - для самого мощного и самого близкого к ТП электроприёмника.

6.1 Параметры расчетной схемы

Система:

Мощность короткого замыкания $S_k=100$ МВА, $U_{н вн}=10,5$ кВ.

Кабельная линия КЛ1 от системы до цеховой трансформаторной подстанции:

$L=5000$ м; $R_{уд}=0,447$ мОм/м; $X_{уд}=0,082$ мОм/м.

Трансформатор Т1: ТМГ-1000/10; схема соединения обмоток Y/Y₀;

$S_H=1000$ кВА;

$U_{н вн}=10,5$ кВ; $U_{н нн}=0,4$ кВ; $U_K=8\%$.

Кабельная линия от ТП до РУ:

$L=100$ м; $R_{уд2}=0,13$ мОм/м; $X_{уд2}=0,077$ мОм/м.

Выключатель ВА-СЭЩ-АН-20D-2000А:

$R_{KB1}=0,135$ мОм; $X_{KB1}=0,075$ мОм.

Трансформатор тока на стороне 0,4 кВ, установленный на вводе в РУ:

$K_{ТТ1}=2000/5$; $R_{ТТ1}=0,07$ мОм; $X_{ТТ1}=0,05$ мОм.

Кабельная линия от РУ доРПЗ:

$$L = 21 \text{ м}; R_{уд3} = 0,100 \text{ мОм/м}; X_{уд3} = 0,076 \text{ мОм/м}.$$

Выключатель ВА-СЭЩ-АН-0,8D 630 А:

$$R_{KB2} = 0,41 \text{ мОм}; X_{KB2} = 0,13 \text{ мОм}.$$

Трансформатор тока 0,4 кВ, устанавливаемый в ячейке, от которой запитывается РПЗ: $K_{ТТ2} = 500/5$;

$$R_{ТТ2} = 0,02 \text{ мОм}; X_{ТТ2} = 0,02 \text{ мОм}.$$

Выключатель ВА51(52)-39 630А:

$$R_{KB3} = 0,41 \text{ мОм}; X_{KB3} = 0,13 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия:

$$L = 12 \text{ м}; R_{уд4} = 0,100 \text{ мОм/м}; X_{уд4} = 0,076 \text{ мОм/м}.$$

6.2 Расчет параметров схемы замещения

Расчетная схема представлена на рисунке 16, схема замещения представлена на рисунке 17.

Все сопротивления расчетной схемы приведены к $U_{баз} = 0,4 \text{ кВ}$.

Система

Сопротивление системы учитывается индуктивным сопротивлением в схеме замещения:

$$X_C = \frac{U_{НН}^2}{S_K} 10^3 = \frac{0,4^2}{100} 10^3 = 1,6 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1 от системы то трансформаторной подстанции:

$$R_{КЛ1} = R_{уд1} L \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 = 0,447 \cdot 5000 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 3,58 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ1} = X_{уд1} L \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 = 0,082 \cdot 5000 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,656 \text{ мОм}.$$

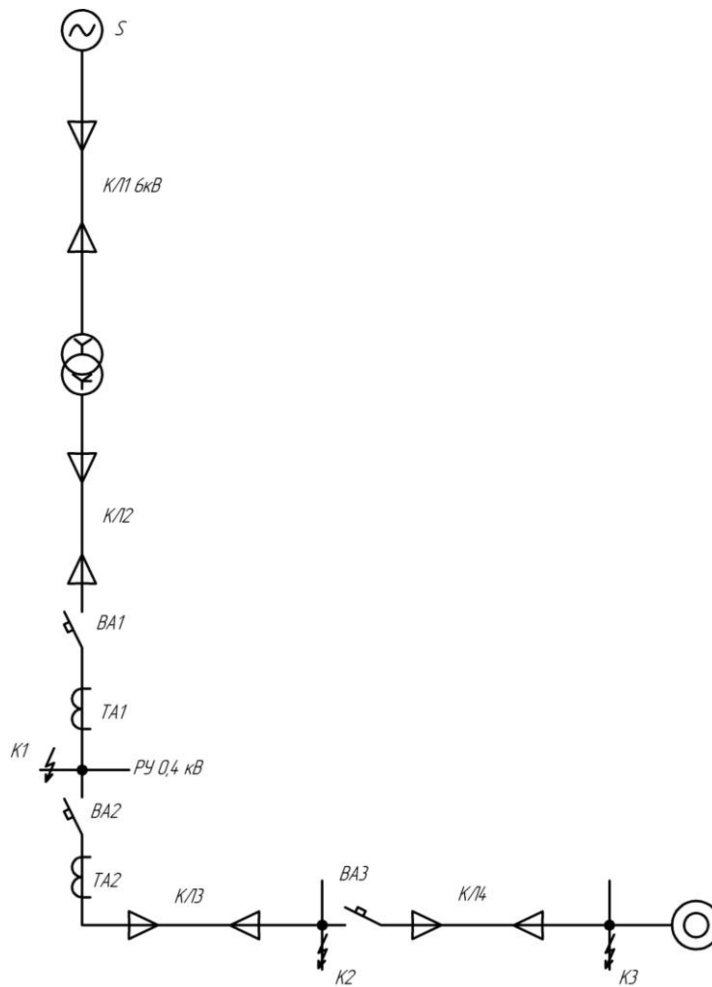


Рисунок 16 – Расчетная схема

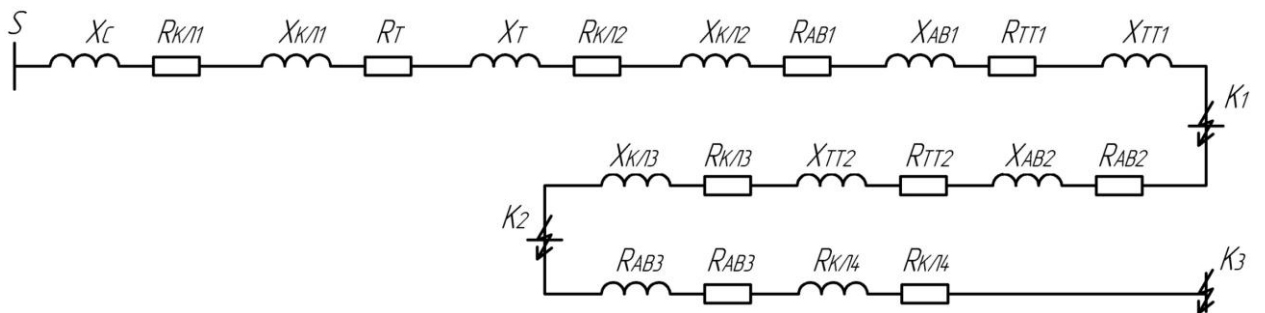


Рисунок 17 – Схема замещения

Трансформатор Т1

Активные и индуктивные сопротивления обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$r_T = \Delta P_K (U_{\sigma}^2 / S_H^2) = 10,8 \cdot 10^3 \cdot (0,4^2 / 1,0^2) = 1,728 \text{ мОм.}$$

$$X_T = (U_k\%/100) \cdot (U_6^2/S_H) = (5,5/100) \cdot (0,4^2/1,0) = 8,8 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия 2 от ТП до РУ

Сопровитления кабельной линии от ТП до РУ определяются по известным удельным сопротивлением кабеля и его длине:

$$R_{\text{КЛ}_2} = \frac{0,13 \cdot 100}{3} = 4,33 \text{ мОм;}$$

$$X_{\text{КЛ}_2} = \frac{0,077 \cdot 100}{3} = 2,57 \text{ мОм.}$$

Выключатель ВА-СЭЩ-АН-20 ТД 2000А:

Активные и индуктивные сопротивления катушек и контактов выключателя равны:

$$R_{\text{КВ}_1} = 0,135 \text{ мОм;}$$

$$X_{\text{КВ}_1} = 0,075 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока на стороне 0,4 кВ, установленный на вводе в РУ

Активными и индуктивными сопротивлениями обмоток трансформатора тока пренебрегают, т.к. первичный ток более 500А.

Кабельная линия 3 от РУ до РПЗ

Сопровитления кабельной линии от РУ до РПЗ определяются по известным удельным сопротивлениям кабеля и его длине:

$$R_{\text{КЛ}_3} = 0,100 \cdot 21 = 2,1 \text{ мОм;}$$

$$X_{\text{КЛ}_3} = 0,076 \cdot 21 = 1,59 \text{ мОм.}$$

Выключатель ВА-СЭЩ-АН-0,8 ТД 630 А

Активные и индуктивные сопротивления катушек и контактов выключателя равны:

$$R_{\text{КВ}_2} = 0,41 \text{ мОм;}$$

$$X_{\text{КВ}_2} = 0,13 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока 0,4 кВ, устанавливаемый в ячейке, от которой запитывается РПЗ:

$$R_{TT} = 0,02 \text{ мОм}; X_{TT} = 0,02 \text{ мОм}.$$

Выключатель ВА51(52)-39 630А

Активные и индуктивные сопротивления катушек и контактов выключателя равны $R_{КВЗ}=0,41 \text{ мОм}; X_{КВЗ}=0,13 \text{ мОм}.$

Кабельная линия 3 от РПЗ до электроприемника

Сопротивления кабельной линии определяются по известным удельным сопротивлениям кабеля и его длине:

$$R_{КЛ4} = 0,100 \cdot 12 = 1,2 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ4} = 0,076 \cdot 12 = 0,91 \text{ мОм}.$$

6.3 Расчет токов короткого замыкания на стороне до 1 кВ

Рассчитаем ток короткого замыкания для точки К1. По схеме замещения прямой последовательности суммарные сопротивления $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ определяем арифметическим суммированием сопротивлений до точки короткого замыкания:

$$R_{1\Sigma}=3,58+1,728+4,33+0,135=9,773 \text{ мОм};$$

$$X_{1\Sigma}=1,6+0,656+8,63+2,57+0,075=13,531 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К1

$$Z_{1\Sigma}^{\text{с}} = \sqrt{9,773^2 + 13,531^2} = 16,69 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического короткого замыкания:

$$I_{KM1}^{\text{с}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,69} = 13,84 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания определяем по характеристике, приведенной в [14].

$$\text{Находим соотношение } X_{1\Sigma} / R_{1\Sigma} = 13,531 / 9,773 = 1,38.$$

Этому соотношению соответствует $K_y = 1,10.$

$$\text{Определяем } i_y = K_{1y} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM1}^{(3)} = 1,1 \sqrt{2} \cdot 13,84 = 21,53 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для точки К2.

По схеме замещения прямой последовательности суммарные сопротивления $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ определяем арифметическим суммированием сопротивлений до точки короткого замыкания:

$$R_{2\Sigma} = 3,58 + 1,728 + 4,33 + 0,135 + 2,1 + 0,41 + 0,02 = 12,303 \text{ мОм};$$

$$X_{2\Sigma} = 1,6 + 0,656 + 8,63 + 2,57 + 0,075 + 1,59 + 0,13 + 0,02 = 15,271 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К2

$$Z_{2\Sigma}^{\text{с}} = \sqrt{12,303^2 + 15,271^2} = 19,61 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического короткого замыкания:

$$I_{KM2}^{\text{с}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,69} = 13,84 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания определяем по характеристике, приведенной в [14].

$$\text{Находим соотношение } X_{2\Sigma} / R_{2\Sigma} = 15,271 / 12,303 = 1,24.$$

Этому соотношению соответствует $K_y = 1,05$.

$$\text{Определяем } i_y = K_{2y} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM2}^{(3)} = 1,05 \sqrt{2} \cdot 11,78 = 17,49 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для точки К3.

По схеме замещения прямой последовательности суммарные сопротивления $R_{3\Sigma}$, $X_{3\Sigma}$ определяем арифметическим суммированием сопротивлений до точки короткого замыкания:

$$R_{2\Sigma} = 3,58 + 1,728 + 4,33 + 0,135 + 2,1 + 0,41 + 0,02 + 0,41 + 1,2 = 13,913 \text{ мОм};$$

$$X_{2\Sigma} = 1,6 + 0,656 + 8,63 + 2,57 + 0,075 + 1,59 + 0,13 + 0,02 + 0,91 = 16,311 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление до точки К3

$$Z_{3\Sigma}^{\text{с}} = \sqrt{13,913^2 + 16,311^2} = 21,44 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного металлического короткого замыкания:

$$I_{KM3}^{\text{с}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,44} = 10,77 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания определяем по характеристике, приведенной в [14].

$$\text{Находим соотношение } X_{3\Sigma} / R_{3\Sigma} = 16,311 / 13,913 = 1,17.$$

Этому соотношению соответствуют $K_y=1,04$.

Определяем $i_y = K_{3y} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM3}^{(3)} = 1,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 1077 = 15,84 \text{ кА}$.

Сведем полученные данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	Ток трехфазного металлического КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
К1	13,84	21,53
К2	11,78	17,49
К3	10,77	15,84

6.5 Проверка электрооборудования

По расчетным ударным токам КЗ в точках К1, К2, К3 проверяем автоматические выключатели. Согласно [9] условия выбора:

1) По установленному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

2) По роду тока и его значению

$$I_{раб} \leq I_{ном}; I_{таа} \leq I_{ном}.$$

3) По предельному отключаемому току

$$I_{по} \leq I_{откл}.$$

Параметры автоматических выключателей:

выключатель ВА-СЭЩ-АН-20 ТД $I_H=2000\text{А}$, $U_H=690\text{В}$, $I_{откл}=85\text{кА}$;

выключатель ВА-СЭЩ-АН-0,8 ТД $I_H=800\text{А}$, $U_H=690\text{В}$, $I_{откл}=85\text{кА}$;

выключатель ВА51(52)-39 $I_H=630\text{А}$, $U_H=690\text{В}$, $I_{откл}=35\text{кА}$.

Условия выполняются, автоматические выключатели выбраны верно.

7 Расчет и выбор элементов релейной защиты цехового трансформатора

Требуется установить релейную защиту от токов короткого замыкания и от токов перегрузки, поэтому согласно [15,16] принимается токовая отсечка и максимальная токовая защита на стороне высшего напряжения. На низшей стороне сеть с глухозаземленной нейтралью, 4-проводная, поэтому все виды защит обеспечивают автоматические выключатели. Так как силовой трансформатор масляный, то так же устанавливается газовое реле РГЧЗ-66.

7.1 Расчет сопротивления схемы замещения

Кабельная линия КЛ1 от системы до цеховой трансформаторной подстанции:

$$L=5000 \text{ м}; R_{уд}=0,447 \text{ мОм/м}; X_{уд}=0,082 \text{ мОм/м}.$$

Рассчитаем сопротивление кабельной линии от системы до цехового трансформатора:

$$X_{кЛ1} = X_{уд}L = 0,082 \cdot 5000 = 0,41 \text{ Ом};$$

$$R_{кЛ1} = R_{уд}L = 0,447 \cdot 5000 = 2,235 \text{ Ом}.$$

Трансформатор Т1:

ТМГ – 1000/10 – 11; схема соединения обмоток Y/Y₀;

$$S_H = 1000 \text{ кВА};$$

$$U_{HВН}=10,5; U_{HНН}= 0,4 \text{ кВ};$$

$$U_K = 5,5\%.$$

Сопротивление трансформатора равно:

$$Z_T = (U_K\%/100) \cdot (U_H^2/S_H) = (5,5/100) \cdot (10^2/1000)10^4 = 5,5 \text{ Ом}.$$

7.2 Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем ток короткого замыкания на шинах трансформаторной подстанции на стороне 10 кВ:

$$I_{K31}^{\text{с}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2,272} = 2668 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания за трансформатором ТМГ – 1000/10:

$$I_{K32}^{\text{с}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 7,772} = 780 \text{ A.}$$

7.3 Расчет мгновенной токовой отсечки с учетом токов намагничивания трансформаторов

Рассчитаем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки от бросков токов намагничивания:

$$I_{\text{CO}} = (3...4)I_{\text{ном}} = 4 \cdot 55 = 220 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки от короткого замыкания в конце линии:

$$I_{\text{CO}} = 1,5I_{K32} = 1,5 \cdot 55 = 780 \text{ A.}$$

Принимаем ток срабатывания мгновенной токовой отсечки $I_{\text{CO}}=1000 \text{ A.}$

Рассчитаем коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K31}}{I_{\text{CO}}} = \frac{2668}{1000} = 2,668.$$

Условие надежности $K_{\text{ч}} \geq 2$ выполнено, следовательно, токовая отсечка срабатывает надежно.

7.4 Расчет максимальной токовой защиты

Рассчитаем ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{сзп}} \cdot K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} 55 = 107,25 \text{ A,}$$

где $K_{СЗП}$ - коэффициент самозапуска; $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки; K_B - коэффициент возврата; $I_{ном}$ - номинальный ток трансформатора.

Принимаем ток срабатывания максимальной токовой защиты $I_{сз}=120$ А, время срабатывания $t=0,4$ с.

Рассчитаем коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз2}} \cdot 0,865}{I_{\text{сз}}} = \frac{780 \cdot 0,865}{120} = 5,6.$$

Условие надежности $K_{\text{ч}} \geq 2$ выполнено, следовательно, максимальная токовая защита срабатывает надежно.

7.5 Выбор устройства релейной защиты и автоматики

К установке принимаем микропроцессорное реле серии SEPAM1000+ T20(защита трансформатора) [24]. Seram 1000+ - это простая и надежная серия цифровых устройств защиты и измерения, предназначенная для использования в распределительных и промышленных сетях среднего напряжения. Цифровые терминалы серии SEPAM1000+ обладают всеми стандартными функциями микропроцессорных защит: измерением, релейной защитой, системной автоматикой, самодиагностикой, диагностикой работы коммутационного аппарата и сети, цифровым осциллографированием и имеют связь с системой АСУ по интерфейсу RS-485 с открытым протоколом MODBUS. Seram 1000+ открывает новые возможности в части расширения функций простым добавлением модулей и в части интеграции в любую систему диспетчерского управления. Seram 1000+ заменяет такие измерительные приборы, как амперметры, вольтметры, ваттметры, счетчики энергии, приборы измерения температуры и качества электроэнергии. Большая часть информации об измеренных величинах может быть выведена на дисплей устройства Seram. Полная информация, включая результаты измерений, выводимые на дисплей, и дополнительные результаты измерений могут быть выведены на пульт TSM. Указанный переносной пульт

предназначен для считывания информации и осуществления регулировки защит. Доступ к регулировке защищен паролем. Данные устройства имеют модульную конструкцию и программное формирование защит. Использование таких устройств защиты, адаптированных к каждому виду применения, позволяет получить оптимальное соотношение «цена/качество». В устройстве предусмотрена возможность программирования логики управления, что позволяет обходиться без внешних дополнительных реле.

Заключение

В выпускной квалификационной работе спроектировано электрооборудование и электрохозяйство насосной станции холодного водоснабжения машиностроительного предприятия. Расчетная нагрузка насосной станции с учетом освещения составила 1194,86 кВА, расчетный ток 1815,46 А.

При проектировании предложены 2 варианта установки цеховых силовых трансформаторов:

- 1) Два силовых трансформатора ТМГ-1000/10;
- 2) Два силовых трансформатора ТМГ-1250/10.

При сравнении приведенных затрат, выбран вариант с двумя силовыми трансформаторами ТМГ-1000/10. Компенсация реактивной мощности выполнена на стороне 10 кВ. К установке приняты 3 регулируемые КУ типа УК-10,5-450 общей установленной мощностью 1350 квар.

Питание ТП10/0,4 осуществляется кабелем от ГПП завода. От РУ 0,4 кВ через кабели питаются два распределительных шкафа ПР8501 и три распределительных щита ЩО70-2АТ. На основании расчетов токов короткого замыкания выбрано электрооборудование электрической сети. Электрическая сеть защищена устройством релейной защиты и автоматики SEPAM1000+.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. - СПб.: Энерготомиздат, 2009.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001). – М.: Энергоатомиздат, 2010.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Омега-Л, 2014.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: Межгосударственный стандарт. – М.: Стандартинформ, 2014.
5. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интерметинжиниринг, 2009.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы/ Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – М. : Изд. дом МЭИ, 2013.
8. Опалева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Опалева. – М.: ИД «ФОРУМ», 2008.
9. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2015.
10. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти : ТГУ, 2015.

- 11.Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок : учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти : ТГУ, 2015.
- 12.Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учебное пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2011.
- 13.Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования/В.П. Шеховцов. – М.:ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014.
- 14.Гужов, Н.П. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д : Феникс, 2011.
- 15.Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. М.: Высш. шк., 2014.
- 16.Релейная защита электроэнергетических систем : Учебное пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова.– М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
- 17.Chassin, D. What Can the Smart Grid Do for You? And What Can You Do for the Smart Grid / D. P. Chassin // The Electricity Journal. – 2010. – №5. – P. 57–63.
- 18.Guidelines for the operation of circuit breakers company Schneider-electric. - Schneider-electric, 2012.
19. Electrical equipment for a.c. voltages from 1 to 750 kV. Requirements for dielectric strength of insulation: interstate standards. – М., 2010.
- 20.Electric power supply systems for consumers. Circuit breakers VA-SESHCH : Manual. - NG 2012.
- 21.Chan, F.C. Electric Power Distribution Systems / F.C. Chan // Electrical Engineering. – 2013. – №2. – Vol.3 - P. 1134-1145.
- 22.<http://electroshield.ru/>
23. <http://www.soemi.ru/>
24. <http://www.forca.ru/>
- 25.<http://www.grand-energo.ru/>