

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
Проектирование системы электроснабжения
завода



В ходе курсового проектирования спроектировано внутреннее электроснабжение завода и низковольтное электроснабжение цеха. Для этого определены электрические нагрузки, выбрано число и мощность трансформаторов КТП. Осуществлен выбор номинального напряжения, выбраны сечения линий. Для механического цеха выбрана и проверена коммутационно-защитная аппаратура.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Проектирование внутреннего электроснабжения завода
 - 1.1 Классификация и общие характеристики потребителей электроэнергии
 - 1.2 Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу
 - 1.3 Выбор однолинейной схемы пункта приема электроэнергии и места его расположения
 - 1.4 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП
 - 1.5 Выбор двух вариантов схемы внутреннего электроснабжения
 - 1.6 Выбор номинального напряжения
 - 1.7 Выбор сечений линий 10 кВ
 - 1.8 Выбор оптимального варианта схемы внутреннего электроснабжения
 - 1.9 Проверка сечений линий
 - 1.10 Измерение и учет электроэнергии
 2. Проектирование низковольтного электроснабжения цеха
 - 2.1 Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу
 - 2.2 Расчет центра электрических нагрузок
 - 2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности
 - 2.4 Расчет электрических нагрузок для выбора распределительной сети (II этап)
 - 2.5 Выбор сечений проводников
 - 2.6 Выбор коммутационно-защитной аппаратуры
 - 2.7 Проверка сечений проводников и коммутационно - защитной аппаратуры
 - 2.7.1 Расчет токов короткого замыкания
 - 2.7.2 Проверка выбранных сечений проводников по потере напряжения
 - 2.7.3 Проверка шинопроводов на электродинамическую стойкость
 - 2.7.4 Проверка выбранных автоматических выключателей
 - 2.7.5 Проверка выбранных предохранителей
 - 2.8 Построение карты селективности
 - 2.9 Конструктивное исполнение низковольтной сети
- Заключение
- Библиографический список

ВВЕДЕНИЕ

В ходе проектирования распределительных сетей промышленного предприятия необходимо учесть применение методов компенсации реактивной мощности и обеспечение надежного электроснабжения потребителей промышленного предприятия.

Под системой электроснабжения промышленного предприятия понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории предприятия и предназначенных для электроснабжения его потребителей.

Проектирование системы внутреннего электроснабжения основывается на общих принципах построения схем внутриводского распределения электроэнергии. Характерной особенностью схем внутриводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети и наличие большого количества коммутационно-защитной аппаратуры, что оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели и на надежность системы электроснабжения.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

1.1 КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребитель электрической энергии - электроприемники (ЭП) или группы ЭП объединенные единым технологическим процессом и размещенные на определенной территории.

Классификация электроприемников:

- 1 ЭП трехфазного тока напряжение до 1 кВ с частотой 50 Гц;
- 2 ЭП трехфазного тока напряжением выше 1 кВ с частотой 50 Гц;
- 3 ЭП трехфазного тока с частотой отличной от промышленной;
- 4 ЭП однофазного тока напряжением до 1 кВ с частотой 50 Гц;
- 5 ЭП постоянного тока напряжением до 1 кВ;
- 6 ЭП постоянного тока напряжением выше 1 кВ.

Систематизация потребителей электроэнергии осуществляется по техническим признакам: производственное назначение, производственные связи, режим работы, мощность, напряжение, род тока, территориальная размещенность, требования к надежности электроснабжения.

По степени надежности потребители электроэнергии разбиваются на три категории:

К первой категории относятся потребители перерыв в электроснабжении, которых, представляет опасность для жизни человека, значительный ущерб народному хозяйству, брак продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушение функций особо важных элементов коммунального хозяйства.

Особая группа выделяется с целью безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения основного дорогостоящего оборудования.

Ко второй категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых, предполагает массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и рабочего транспорта.

К третьей категории относятся все остальные потребители электрической энергии.

По режиму работы ЭП могут быть разделены на группы: по сходству режимов, то есть по сходству графиков электрических нагрузок. Деление потребителей на группы позволяет более точно определять электрическую нагрузку.

Различают три характерные группы ЭП:

1 ЭП в режиме продолжительной, неизменной или меняющейся нагрузки;

В этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышения температуры отдельных частей электрической машины выше допустимой.

2 Кратковременная нагрузка - не настолько длительная, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. А период их остановки таков, что они успевают охладиться до температуры окружающей среды.

3 ЭП работающие в режиме повторно кратковременного включения, в этом случае кратковременная работа машины или аппарата чередуется с кратковременными периодами отключения, при этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не достигает температуры окружающей среды.

По условию окружающей среды производственные помещения классифицируются:

1 по температуре воздуха;

1.1 нормальные $t < 30$ °С;

1.2 жаркие, длительно держится температура выше 30 °С;

2 по влажности среды;

2.1 сухие, относительная влажность меньше 60%;

2.2 влажные относительная влажность больше 60%, но меньше 75%;

2.3 сырые, относительная влажность больше 75%, но меньше 100%;

2.4 особо сырые, относительная влажность равна 100%;

3 по пыли;

3.1 нормальная среда;

3.2 пыльная среда,

4 по врыво и пожароопасности.

4.1 по пожару и взрыву помещения делятся на категории А и Б - врыво и пожароопасные помещения.

1.2 РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПЕРВОМУ ЭТАПУ

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы цехов определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных цехов.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi}, \quad (1) \text{ где } n - \text{число цехов.}$$

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{номi} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (2)$$

Средние активные и реактивные мощности цехов:

$$P_C = P_{НОМ} \cdot k_{II}, \\ Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности цехов:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{НОМi} \cdot k_{III}, \quad (4) \\ Q_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{срi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (5) \text{ где } m - \text{число цехов.}$$

Определяется расчетная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП с учетом коэффициента расчетной нагрузки, для высоковольтной схемы электроснабжения $K_p=1$.

Расчетные активная и реактивные мощности группы цехов выше 1 кВ:

$$P_{P\Sigma} = K_P \cdot P_{ср\Sigma} = P_{ср\Sigma}, \quad (6)$$

$$Q_{P\Sigma} = K_P \cdot Q_{ср\Sigma} = Q_{ср\Sigma}. \quad (7)$$

Произведем расчет нагрузки по приведенному выше алгоритму.
Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Исходные данные

Номер на плане	Наименование цехов	Установленная мощность $P_{ном}$, кВт	Коэффициент использования $K_{и}$	$tg\phi$
1	2	3	4	5
1	Котельный цех	800	0,6	0,88
2	Компрессорная станция (СД≈50% U↑ 1 кВ)	5760	0,7	0,62
3	Главный корпус	4400	0,85	0,33
4	Кузнечно-термический цех	3400	0,75	0,48
5	Литейный цех	6400	0,75	0,48
6	Плавающий док	480	0,45	1,33
7	Сухой док	600	0,45	1,33
8	Электроремонтный цех	800	0,75	0,48
9	Административные и бытовые помещения	100	0,85	0,33
10	Склад	40	0,85	0,33
11	Бытовая нагрузка	7600	0,85	0,33
Продолжение таблицы 1				
1	2	3	4	5
12	Осветительная нагрузка	5000	0,85	0,33

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности цехов находим по формулам (4) и (5):

$$P_{ср\Sigma} = 800 \cdot 0,6 + 5760 \cdot 0,7 + 4400 \cdot 0,85 + 3400 \cdot 0,75 + 6400 \cdot 0,75 + 480 \cdot 0,45 +$$

$$+ 600 \cdot 0,45 + 800 \cdot 0,75 + 100 \cdot 0,85 + 40 \cdot 0,85 + 7600 \cdot 0,85 + 5000 \cdot 0,85 = 27,520 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ср\Sigma} = 480 \cdot 0,88 + 4032 \cdot 0,62 + 3740 \cdot 0,3 + 2550 \cdot 0,48 + 4800 \cdot 0,48 + 216 \cdot 1,33 +$$

$$+ 270 \cdot 1,33 + 600 \cdot 0,48 + 85 \cdot 0,33 + 34 \cdot 0,33 + 6460 \cdot 0,33 + 4250 \cdot 0,33 = 12,19 \quad \text{МВ} \cdot \text{Ар}$$

Суммарные расчетные активная и реактивная мощности цехов равны:

$$P_{р\Sigma} = 27,52 \text{ МВт}, \quad Q_{р\Sigma} = 12,19 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}.$$

1.3 ВЫБОР ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ ПУНКТА ПРИЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МЕСТА ЕГО РАСПОЛОЖЕНИЯ

Схему ГПП выбирают с учетом установленной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности, характера электрических нагрузок и размещения их на генеральном плане предприятия, а также производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требований. В общем случае схема ГПП включает в себя один или несколько понизительных трансформаторов и РУ высшего, среднего и низшего напряжений. Наиболее простыми и экономичными являются схемы подстанций без сборных шин на высшем напряжении. Такие схемы основаны на блочном принципе и рекомендуются к применению на все напряжения. Схемы с одной системой шин на первичном напряжении 110-220 кВ ГПП применяют при невозможности использовать блочные схемы без выключателей и без сборных шин.

Схемы с двумя системами сборных шин на высшем напряжении применяют в редких случаях на очень мощных ответственных подстанциях, имеющих большое число присоединений, включая транзитные линии. Распределительные устройства с двумя системами шин дороги, сложны в эксплуатации и требуют сложных блокировок.

Когда требуется гибкость оперативных переключений, а также частая ревизия выключателей по условиям их работы, применяют схемы с обходной системой шин. Схемы такого типа не являются характерными для промышленных предприятий, и их применяют на крупных узловых подстанциях районного назначения с большим числом присоединений.

Для разработки экономически целесообразной системы электроснабжения необходимо ГПП установить в центре электрической нагрузки.

Таблица 2 - Исходные данные для расчета ЦЭН

Номер на плане	P_p , кВт	Q_p , кВ·Ар	Координата x	Координата y
1	480	422	30	13
2	4032	2500	30	14
3	3740	1234	62	52
4	2550	1224	141	12
5	4800	2304	126	53
6	216	287	47	82
7	270	359	47	82
8	600	288	135	85
9	85	28	95	107
10	34	11,22	30	105

Координаты ЦЭН определяются по следующим формулам:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad (8)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}. \quad (9)$$

По формулам найдем координаты ЦЭН, ЦЭН изображен на рисунке.

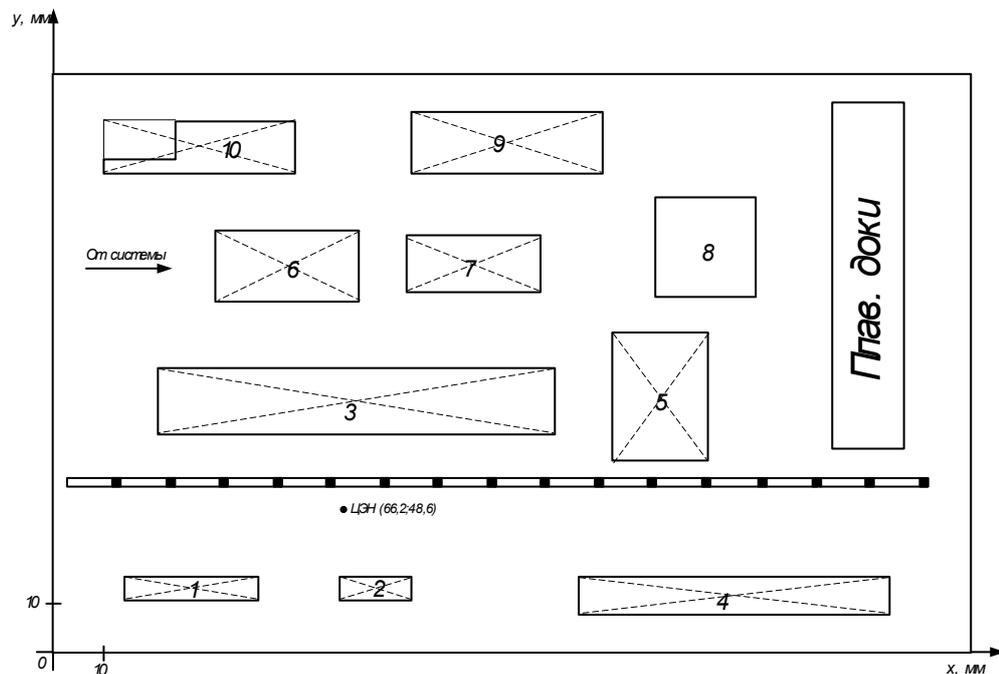


Рисунок 1 - Определение ЦЭН

Электроснабжение завода осуществляется с шин районной подстанции, линия связи ГПП с подстанцией равны десяти км.

1.4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно решается вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть 0,4 кВ.

Число трансформаторов на КТП явно меньше или равно трем, следовательно, мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{K_3 \cdot N} \quad (10)$$

где P_p - активная расчетная нагрузка, полученная по методу коэффициента расчетной нагрузки (первый этап) МВт;

N - число трансформаторов,

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, 0,75.

Определяется наибольшая реактивная мощность, которую выгодно передать через трансформаторы с сеть 0,4 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(K_3 \cdot N_T \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \cdot (11)$$

Определяется суммарная мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{нкy1} = Q_p - Q_T, (12)$$

где Q_p - реактивная нагрузка полученная по методу коэффициента расчетной нагрузки (первый этап).

Если $Q_{нкy1} < 0$, то первому этапу установка компенсирующих устройств не требуется, тогда $Q_{нкy1} = 0$.

Выбор суммарной мощности НКУ по второму этапу (т. е по этапу снижения потерь электроэнергии в трансформаторе или распределительных сетях)

$$Q_{нкy2} = Q_p - Q_{кy1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_{ном.т}, (13)$$

где γ - расчетный коэффициент определяется в зависимости от схемы питания КТП и дополнительных показателей K_1 и K_2 . Коэффициент отвечает за оптимальное значение потерь в распределительной сети. K_1 - коэффициент зависящий от удельных приведенных затрат на КУ напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ. K_2 - коэффициент определенный схемой сети.

Если $Q_{нкy1} < 0$, то $Q_{нкy1} = 0$.

Определение суммарной мощности НКУ и выбор фактических мощностей компенсирующих устройств.

$$Q_{нкy\Sigma} = Q_{нкy1} + Q_{нкy2} \cdot (14)$$

Произведем выбор числа и мощности трансформаторов КТП на примере котельного цеха.

$$S_p = \frac{480}{0,75 \cdot 2} = 320 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Итак, число трансформаторов мощностью 400 кВ·А на КТП равно двум.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую выгодно передать через трансформаторы с сеть 0,4 кВ:

$$Q_m = \sqrt{(0,75 \cdot 2 \cdot 400)^2 - 480^2} = 360 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Определяем суммарную мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{нк\text{у}1} = 422 - 360 = 62 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Выбираем суммарную мощность НКУ по второму этапу (т. е по этапу снижения потерь электроэнергии в трансформаторе или распределительных сетях):

$$Q_{нк\text{у}2} = 422 - 62 - 0,34 \cdot 2 \cdot 400 = 88 \text{ кВ} \cdot \text{Ар},$$

Суммарная мощность НКУ равна:

$$Q_{нк\text{у}\Sigma} = 62 + 88 = 150 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Для компенсации реактивной мощности комплектные конденсаторные установки типа УК-0,38-50 УЗ.

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 3 - Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Номер на плане	P_p , кВт	Q_p , кВ·Ар	S_T , кВ·А	N_T	K_2/K_1	γ	$Q_{нк\text{у}\Sigma}$, кВ·Ар	$Q_{нк\text{у}}^{\text{факт}}$, кВ·Ар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	2016	1250	1600	2	10/9	0,28	354	1Ч324
3	3740	1234	2500	2	16/9	0,23	960	2Ч450
4	2550	1224	2500	2	16/9	0,23	74	1Ч75
5	960	460	1000	2	7/9	0,35	0	0
6	216	287	250	2	4/9	0,37	102	2Ч50
7	270	359	250	2	4/9	0,37	244	1Ч216
8	600	288	630	2	7/9	0,35	0	0
9 (9 и 10)	119	39	250	1	4/9	0,37	0	0

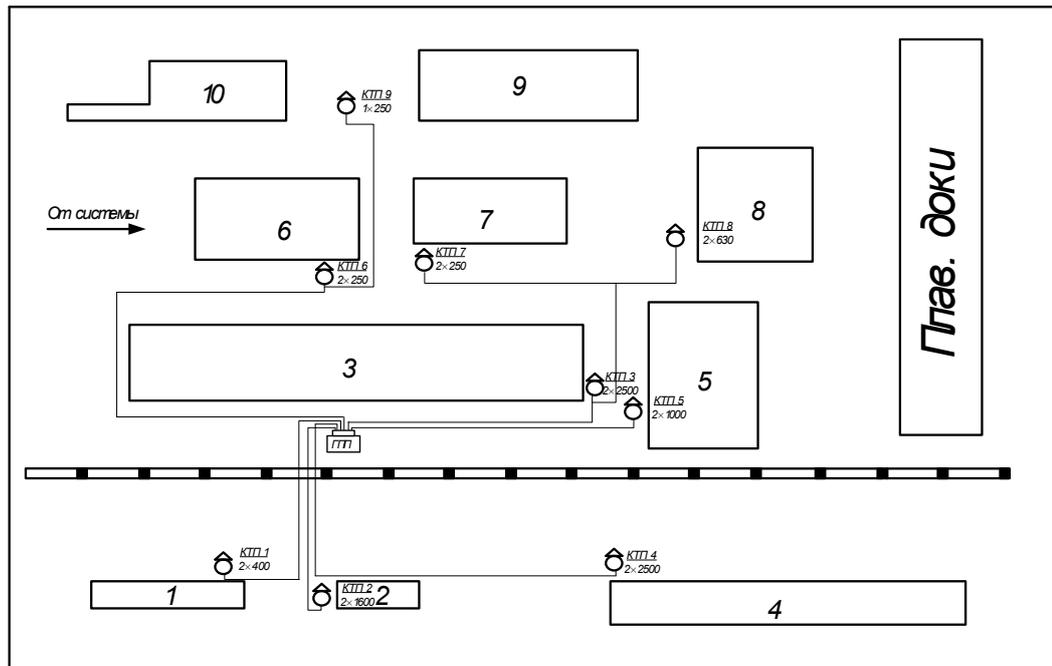


Рисунок 3 - Второй вариант схемы электроснабжения

1.6 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для выбора рационального напряжения используем метод планирования эксперимента. Факторами, наиболее влияющими на рациональное напряжение, являются следующие: суммарная нагрузка предприятия (S_{Σ}); средняя длина линии распределительной сети (l_{cp}); стоимость 1 кВт·года потерь электроэнергии (Δc_0); отношение нагрузки потребителей (6 кВ) ко всей нагрузке предприятия (β),%; отношение числа часов работы предприятия в году T_r к числу часов использования максимума нагрузки T_m .

Все влияющие факторы в математических моделях используют в кодированном виде, переход к которому осуществляют по форме:

$$x_i = \frac{X_i - X_{i,6}}{\Delta X_i}, \quad (15)$$

где x_i - кодированное значение фактора;

X_i - действительное значение фактора;

$X_{i,6}$ - базовый уровень фактора;

ΔX_i - шаг варьирования фактора.

Кроме факторов, указанных выше, на выбор рационального напряжения решающее влияние оказывает схема распределения электроэнергии по территории промышленного объекта.

Для магистральной схемы:

$$U_{\text{рац}} = 8,07 + 0,92 \cdot x_1 + 1,45 \cdot x_2 + 0,37 \cdot x_3 - 1,33 \cdot x_4 - 0,14 \cdot x_5 + 0,67 \cdot x_1 \cdot x_2 + 0,2 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,24 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,29 \cdot x_2 \cdot x_4 \quad (16)$$

Для определения рационального стандартного напряжения необходимо определить приведенные затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего к расчетному значению нестандартного.

Определение приведенных затрат для стандартных напряжений осуществляется также с помощью математических моделей, полученных с применением теории планирования эксперимента с учетом факторов, перечисленных выше.

Для магистральной схемы:

$$Z_{\Sigma 6} = 89,67 + 46,31 \cdot x_1 + 10,22 \cdot x_2 + 13,31 \cdot x_3 - 2,96 \cdot x_4 + 6,04 \cdot x_1 \cdot x_2 + 8,25 \cdot x_1 \cdot x_3, \quad (17)$$

$$Z_{\Sigma 6} = 88,55 + 44,48 \cdot x_1 + 7,05 \cdot x_2 + 12,46 \cdot x_3 - 2,61 \cdot x_4 + 3,69 \cdot x_1 \cdot x_2 + 7,57 \cdot x_1 \cdot x_3. \quad (18)$$

Расчет для первого варианта схемы электроснабжения завода.

Таблица 4 - Исходные данные

Суммарная мощность S_{Σ} , кВт·А	Средняя длина линии $l_{\text{ср}}$, м	T_{Γ} , ч	$T_{\text{м}}$, ч	Δc_0 , руб/ (кВт·год)
18903	0,482	4500	3770	54

Таблица 5 - Расчет факторов

Факторы	Базовый уровень X_i , б	Шаг варьирования ΔX_i	x_i
$x_1 - S_{\Sigma}$, кВт·А	30000	20000	0,445
$x_2 - l_{\text{ср}}$, км	0,6	0,4	-0,295
$x_3 - \gamma$, руб/ (кВт·год)	70	30	-0,533
$x_4 - \beta$, %	6	4	-1,5
$x_5 - a$	1,3	0,1	-1,06

$$U_{\text{рац}} = 10,028 \text{ кВ},$$

$$Z_{\Sigma 6} = 98,998 \text{ тыс. руб/год},$$

$$Z_{\Sigma 10} = 98,735 \text{ тыс. руб/год}.$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 10 кВ.

Расчет для второго варианта схемы электроснабжения завода.

Таблица 6 - Исходные данные

Суммарная мощность S_{Σ} , кВт·А	Средняя длина линии $l_{\text{ср}}$, м	T_{Γ} , ч	$T_{\text{м}}$, ч	Δc_0 , руб/ (кВт·год)
18903	0,452	4500	3770	54

Таблица 7 - Расчет факторов

Факторы	Базовый уровень $X_{i,6}$	Шаг варьирования ΔX_i	x_i
$x_1 - S_{\Sigma}$, кВ·А	30000	20000	0,445
$x_2 - l_{cp}$, км	0,6	0,4	-0,37
$x_3 - \gamma$, руб/ (кВт·год)	70	30	-0,533
$x_4 - \beta$, %	6	4	-1,5
$x_5 - a$	1,3	0,1	-1,06

$$U_{рац}=9,94 \text{ кВ,}$$

$$Z_{\Sigma 6}=100,89 \text{ тыс. руб/год,}$$

$$Z_{\Sigma 10}=100,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 10 кВ.

1.7 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ 10 кВ

Для выбора сечений кабелей определяется расчетный ток, по таблице выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{наиб} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot (19)$$

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп. табл.} \cdot K_1 \cdot K_2, (20)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле, $K_1=0,9$;

K_2 - коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля, $K_2=1,11$.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{доп} \geq I_{наиб}. (21)$$

Выбор сечений кабелей

Проведем расчет на примере магистрали ГПП-ТП2-ТП1.

$$I_{наиб} = \frac{\sqrt{3,85^2 + 1,99^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,25 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{доп}}=263 \cdot 0,9 \cdot 1,11=262,737 \text{ А.}$$

Итак, для магистрали ГПП-ТП2-ТП1 выбираем кабель марки АПвП (алюминиевая жила изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из полиэтилена) сечением 95 мм².

Результаты расчета сведены в таблицу.

Таблица 8 - Результаты расчета

Линия	Р _р , МВт	Q _р , МВ·Ар	I _р , А	I _{доп} , А	Марка и сечение кабеля
Первый вариант схемы					
ГПП-ТП1- ТП4	3,03	1,646	199	240	АПвП (3Ч70)
ГПП-ТП2	4,032	2,5	274	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП3- ТП8	4,34	1,522	266	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП5	4,8	2,3	307	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП6- ТП7-ТП9	0,605	0,685	53	195	АПвП (3Ч50)
Второй вариант схемы					
ГПП-ТП1	0,48	0,422	37	195	АПвП (3Ч50)
ГПП-ТП2	4,032	2,5	274	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП4	2,55	1,224	163	195	АПвП (3Ч50)
ГПП-ТП5	4,8	2,3	307	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП8- ТП7	4,61	1,881	287	329	АПвП (3Ч150)
ГПП-ТП6- ТП9	301	315	25	195	АПвП (3Ч50)

1.8 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для выбора оптимального варианта системы внутреннего электроснабжения сравним капиталовложения на два варианта сети.

$$K=\sum K_{0i} \cdot l_i, (22)$$

где K_{0i} - стоимость кабеля тыс. руб. /км;
 l_i - длина i-ого участка кабеля.

Таблица 9 - Капиталовложения в сеть

Линия	Длина линии, км	Сечение кабеля	Удельная стоимость, тыс. руб/км	Капиталовложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Первый вариант схемы				
ГПП-ТП1-ТП4	0,568	(3Ч70)	221,65	125,9
ГПП-ТП2	0,231	(3Ч150)	339,315	78,4
Продолжение таблицы 9				
1	2	3	4	5
ГПП-ТП3-ТП8	0,494	(3Ч150)	339,315	167,6
ГПП-ТП5	0,284	(3Ч150)	339,315	96,4
ГПП-ТП6-ТП7-ТП9	0,829	(3Ч50)	185,56	153,8
ИТОГО				622,13
Второй вариант схемы				
ГПП-ТП1	0,263	(3Ч50)	185,56	48,8
ГПП-ТП2	0,231	(3Ч150)	339,315	78,4
ГПП-ТП4	0,458	(3Ч50)	339,315	155,4
ГПП-ТП5	0,284	(3Ч150)	339,315	96,37
ГПП-ТП3 - ТП8-ТП7	0,736	(3Ч150)	339,315	249,73
ГПП-ТП6-ТП9	0,736	(3Ч50)	185,56	136,6
ИТОГО				765,3

По результатам расчета видно, что дешевле первый вариант схемы электроснабжения, его и выбираем для завода.

1.9 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ

Проверка сечений КЛ 10 кВ на термическую стойкость осуществляется следующим образом.

Определяется термически стойкое к токам КЗ минимально допустимое сечение, мм²:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{КЗ}}}}{C}, \quad (23)$$

где $B_{\text{КЗ}}$ - тепловой импульс, А²·с;

C - температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, значения которого приведены в табл.3.4 [8] и принимается для алюминиевых жил $95 \text{ A}\cdot\text{c}^{1/2}/\text{мм}^2$.

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_K = I_K^2 (t_{отк} + T_a), \quad (24)$$

где I_K - ток трехфазного короткого замыкания, принимается равным в соответствии с условием 25 кА;

$t_{отк}$ - время отключения тока короткого замыкания, 0,06 с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ находится по формуле:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{314 \cdot r_\Sigma}, \quad (25)$$

где r_Σ, x_Σ - суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, Ом.

Таблица 10 - Проверка сечений кабелей

Линия	Сечение кабеля, мм ²	Индуктивное сопротивление x_Σ , Ом/км	Активное сопротивление r_Σ , Ом/км	T_a	Тепловой импульс B_K , А ² ·с	Минимальное сечение F_{min} , мм ²
ГПП-ТП1-ТП4	(3Ч70)	0,177	0,443	0,0013	$3,8 \cdot 10^7$	64,9
ГПП-ТП2	(3Ч150)	0,164	0,206	0,0025	$3,9 \cdot 10^7$	65,7
ГПП-ТП3-ТП8	(3Ч150)	0,164	0,206	0,0025	$3,9 \cdot 10^7$	65,7
ГПП-ТП5	(3Ч150)	0,164	0,206	0,0025	$3,9 \cdot 10^7$	65,7
ГПП-ТП6-ТП7-ТП9	(3Ч50)	0,184	0,641	0,0009	$3,8 \cdot 10^7$	65,7

Выбранные сечения кабелей на всех участках СЭС 10 кВ, кроме магистрали ГПП-ТП6-ТП7-ТП9 выше минимального сечения по условию термической стойкости к току КЗ на шинах 10 кВ равно 25 кА. На магистрали ГПП-ТП6-ТП7-ТП9 увеличиваем сечение кабеля, принимаем кабель сечением (3Ч70).

1.10 ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На подстанциях устанавливают измерительные приборы, обеспечивающие учет расхода электроэнергии, активной и реактивной мощности, тока в линиях, напряжения.

Амперметры для измерения электрического тока устанавливают на всех трансформаторах и линиях, питающих приемники электроэнергии или их группы. Амперметры устанавливают в одной фазе. Три амперметра предусматривают только в тех цепях, где возможна несимметрия нагрузки фаз приемников (освещение, сварочные посты, конденсаторные батареи). Амперметры включают непосредственно в сеть или через трансформаторы тока.

Напряжение контролируют на каждой секции сборных шин всех РУ, причем вольтметр включают только на одно линейное напряжение, так как обычно в СЭС междуфазовые напряжения симметричны. Вольтметры подключают непосредственно при напряжении до 1000 В или через трансформаторы напряжения - при напряжении свыше 1000 В.

Для измерения активной и реактивной мощности на ГПП применяют трехфазные ваттметры с переключателем фаз напряжения, чтобы обеспечить измерение P и Q одним ваттметром. Ваттметры активной и реактивной мощностей устанавливают на подстанциях, где требуется повседневный контроль за перетоком мощности более 4000 кВ·А по отдельным линиям, на синхронных двигателях, если необходим контроль за их работой, на подстанционных трансформаторах напряжением 110 кВ и выше. На трансформаторах напряжением до 35 кВ, мощностью 6300 кВ·А и более устанавливают только активный ваттметр. Подключают ваттметры через трансформаторы тока и напряжения.

Класс точности щитовых измерительных приборов должен быть не ниже 2,5.

Расход электроэнергии измеряется для коммерческого расчета с энергосистемой (расчетный учет) и контрольного расчета внутри предприятия (технический учет).

Счетчики коммерческого учета устанавливают обычно со стороны высшего напряжения, то есть на вводах от энергосистемы. Рассчитываются за электроэнергию с энергосистемой по одноставочному тарифу (только за потребленную активную энергию по показаниям счетчика) и по двухставочному тарифу (за потребленную активную энергию и за присоединенную мощность или за заявленную нагрузку в часы максимума нагрузки энергосистемы).

Для стимулирования мероприятий по компенсации реактивной мощности предусмотрена шкала скидок и надбавок к тарифу в зависимости от оптимальной и фактической реактивной нагрузок предприятия в часы максимальной нагрузки.

В соответствии с действующей тарифной системой требуется еще измерение 30-минутного максимума активной и реактивной нагрузок в часы максимума нагрузки энергосистемы. Для этого применяются специальные счетчики или специальные ваттметры максимальной мощности.

Технический учет организуется внутри предприятия - для контроля за удельными нормами расхода электроэнергии на единицу продукции, учета ее расхода на подсобные нужды, учета реактивной энергии и соблюдения планов электропотребления. При техническом учете применяются прогрессивные удельные нормы расхода электроэнергии и премиальная система поощрения за ее экономию.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА

2.1 РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПЕРВОМУ ЭТАПУ

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии - это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприёмников (ЭП) работающих в длительном режиме работы - это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) - это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{насп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (26)$$

где $ПВ$ - паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприёмников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi}, \quad (27) \text{ где } n - \text{число электроприёмников.}$$

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{НОМi} = \sum_{i=1}^n P_{НОМi} \cdot tg \varphi_i \quad (28)$$

Средние активные и реактивные мощности ЭП:

$$\begin{aligned} P_C &= P_{НОМ} \cdot k_{И}, \\ Q_C &= P_C \cdot tg \varphi \quad (29) \end{aligned}$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности групп ЭП:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{НОМi} \cdot k_{Иi}, \quad (30)$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{срi} \cdot tg \varphi_i \quad (31) \text{ где } m - \text{ число цехов.}$$

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{И} = \Sigma P_C / \Sigma P_{НОМ}. \quad (32)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ}, \quad (33)$$

Если окажется, что эффективное число ЭП больше фактического числа ЭП, то принимаем $n_{\text{э}} = n_{\text{ф}}$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП определяется коэффициент расчетной нагрузки K_P .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_P = K_P \cdot \Sigma P_C, \quad (34)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\text{э}} \leq 10 \text{ и } K_{И} \geq 0,2 \quad Q_P = 1,1 \cdot Q_C. \quad (35)$$

$$\text{При } n_{\text{э}} < 100 \text{ и } K_{И} < 0,2 \quad Q_P = Q_C. \quad (36)$$

К расчётным силовым нагрузкам $P_{р.с}$ и $Q_{р.с}$ добавляются осветительные нагрузки $P_{р.о}$ и $Q_{р.о}$.

$$P_p = P_{p.C} + P_{p.O} \quad (37)$$

$$Q_p = Q_{p.C} + Q_{p.O} \quad (38)$$

Полная расчётная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (39)$$

Расчет осветительной нагрузки.

Для расчета освещения применяется метод удельной плотности нагрузок

$$P_{ном} = \alpha \cdot F, \quad (40)$$

где α - удельная плотность нагрузки (24 Вт/м²), F - площадь помещения (в нашем случае площадь цеха равна 2592 м²).

Находим среднюю мощность

$$P_{cp} = P_{ном} \cdot K_u, \quad (41)$$

затем реактивную мощность

$$Q_p = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (42)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$.

Полная мощность равна

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (43)$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (44)$$

где U - напряжение сети, кВ

Разделим все ЭП на характерные группы с одинаковой активной мощностью $P_{ном}$, коэффициентом использования K_u и $\operatorname{tg} \varphi$. Расчет производим в программе "ZAPUSK", расчеты приведенные в приложении А, результаты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 - Расчет нагрузок

Исходные данные					Средняя мощность группы ЭП	Эффективное число ЭП, n _э	Коэффициент расчетной нагрузки, K _р	Расчетная мощность			Расчетный ток I _р , А		
по заданию технологов			по справочным данным					Р _с , кВт	Q _с , кВт	Р _р , кВт		Q _р , кВт	S _р , кВт
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП	Номинальная мощность, кВт		Коэффициент использования, K _и	Коэффициент реактивной мощности, cosφ/tgφ	Р _с , кВт	Q _с , кВт	Эффективное число ЭП, n _э	Коэффициент расчетной нагрузки, K _р	Р _р , кВт	Q _р , кВт	S _р , кВт	Расчетный ток I _р , А
		одного ЭП P _{номmin} / P _{номmax}	общая										
Станки	27	15/8,5	273,4	0,14	0,88/0,54	38,3	50,9	36	1,216	46,5	56	72,8	105,1
Вентустановки	2	48/48	96	0,64	0,75/0,88	61,4	54,4	2	5,84	96	84,7	128,03	184,8
Кран	2	25/25	38,7	0,35	0,5/1,73	13,6	23,5	2	5,84	38,7	22,8	44,9	64,9
Освещение				0,8	0,8/0,75	28	8,4			28	8,4	29,2	42,13

2.2 РАСЧЕТ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При проектировании, с целью определения места расположения цеховой КТП строится картограмма нагрузок. Картограмма представляет собой размещение на генеральном плане цеха окружности, площадь которых соответствует выбранном масштабе расчетным нагрузкам.

Расчет центра ведется следующим образом.

Определяется условный центр электрических нагрузок i -го узла группы ЭП:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i} \quad (45)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i} \quad (46)$$

Так как мощность электроприемников меняется со временем, то координаты условного центра определяют для каждого часа и определяют математическое ожидание условного центра для суток:

$$q_x = \frac{\sum X_{0i}(t)}{24} \quad (47)$$

$$q_y = \frac{\sum Y_{0i}(t)}{24} \quad (48)$$

Среднеквадратичное отклонение:

$$\sigma_{qx} = \sqrt{\frac{\sum (X_{0i}(t) - q_x)^2}{24}} \quad (49)$$

$$\sigma_{qy} = \sqrt{\frac{\sum (Y_{0i}(t) - q_y)^2}{24}} \quad (50)$$

Угол поворота осей эллипса:

$$\alpha = \frac{\operatorname{arctg} \left(\frac{2K\sigma_{qx}\sigma_{qy}}{\sigma_{qx}^2 - \sigma_{qy}^2} \right)}{2} \quad (51)$$

Полуоси эллипса рассеяния центров:

$$X = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \cos^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy}^2 \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \sin^2 \alpha)} \quad (52)$$

$$Y = \sqrt{6(\sigma_{qx}^2 \sin^2 \alpha + k\sigma_{qx}\sigma_{qy}^2 \sin 2\alpha + \sigma_{qy}^2 \cos^2 \alpha)}, \quad (53)$$

где k - коэффициент корреляции.

$$K = \frac{1}{\sigma_{qx}\sigma_{qy}} \sum_{i=1}^{24} (X_{oi}(t) - q_x)(Y_{oi}(t) - q_y) \quad (54)$$

На основании расчетных значений математического ожидания условного центра нагрузок, координат полуосей и угла поворота осей строится эллипс рассеяния нагрузок. Место расположения источника питания (ТП) выбирается в наиболее удобной его точке. Если по какой - либо причине (технологической, архитектурной, эллипс рассеяния попадает на территорию цеха и др.) нельзя расположить источник питания в зоне рассеяния нагрузок, то его смещают в сторону внешнего источника питания.

По приведенным выше формулам для автоматизации расчета используется программа "ZAPUSK".

Таблица 12 - Исходные данные

Номер на плане	Мощность, кВт	x	y
1	48	11	143
2	48	11	129
3...5	30	100	133
6...8	36	165	139
9...11	45	165	121
12...14	12	166	100
15...17	9	9	30
18.19	6,4	51	50
20...25	54	52	22
26...27	17	104	29
28...30	37,5	134	25
31...34	38	165	20
35...37	34,5	199	58
38	25	10	102
39	25	133	58
ЦЭН		99,123	79,02

2.3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчет ведется аналогично расчету, приведенному в пункте 1.4 В таблицу сведенные исходные данные.

Таблица 13 - Исходные данные

$P_{p\Sigma}$, кВт	$Q_{p\Sigma}$, кВт	K_1/K_2	γ	K_3
257,6	268,9	9/4	0,37	0,75

Определяем мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{257,6}{0,75 \cdot 1} = 342,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Итак, на КТП устанавливаем один трансформатор мощностью 400 кВ·А.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую выгодно передать через трансформаторы с сеть 0,4 кВ:

$$Q_m = \sqrt{(0,75 \cdot 1 \cdot 400)^2 - 257,6^2} = 155 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Определяем суммарную мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{нку1} = 256,9 - 155 = 114 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Выбираем суммарную мощность НКУ по второму этапу (т. е по этапу снижения потерь электроэнергии в трансформаторе или распределительных сетях):

$$Q_{нку2} = 268,9 - 114 - 0,37 \cdot 1 \cdot 400 = 6,7 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Суммарная мощность НКУ равна:

$$Q_{нку\Sigma} = 114 + 6,7 = 120,7 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Итак, для компенсации выбираем две батареи конденсаторов типа УК2-0,38-50 У3.

2.4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ВЫБОРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ (II ЭТАП)

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий и осуществляют непосредственное питание электроприемников (ЭП). Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещений цеха, взаимным расположением ЭП и вводом питания, ТП, требованиям бесперебойности электроснабжения, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды.

По своей структуре схемы электрических сетей цеха могут быть радиальными, магистральными и смешанными.

Радиальные схемы применяются при наличии сосредоточенных нагрузок с неравномерным распределением их по площади цеха, во взрыво- и пожароопасных и других цехах и выполняются кабелями или изолированными проводами. Они могут быть применены для нагрузок любой категории надежности.

Магистральные схемы целесообразно применять для питания силовых и осветительных нагрузок, распределенных относительно равномерно по площади цеха, а также для питания групп ЭП, принадлежащих одной технологической линии.

Одной из видов магистральных схем является схема БТМ (блок трансформатор - магистраль). Схемы БТМ широко применяются для питания цеховых сетей механических цехов машиностроительных предприятий с поточным производством. Магистральный шинопровод присоединяется непосредственно к выводам низкого напряжения трансформатора, а количество магистральных шинопроводов соответствует числу трансформаторов КТП. При магистральной схеме ЭП подключаются в любой точке шинопровода. Обеспечения надежности электроснабжения ЭП обеспечивается введением в схему резервной перемычки.

Наибольшее распространение имеют смешанные (комбинированные) схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем и пригодные для любой категории электроснабжения. В смешанных схемах от главных питающих магистралей и их ответвлений ЭП питаются через РШ или ШРА в зависимости от расположения оборудования.

Расчет электрических нагрузок для выбора схемы электроснабжения по второму этапу рассчитывается для уточнения электрических нагрузок по элементам сети. Расчет ведется методом расчетного коэффициента в программе "ZAPUSK". Расчет приведен в приложении А, результаты расчета сведены в таблицы 15 и 16.

В качестве главной магистрали выбираем комплектный магистральный шинопровод марки ШМА4У3 с номинальным током 1600 А, длиной 97 м.

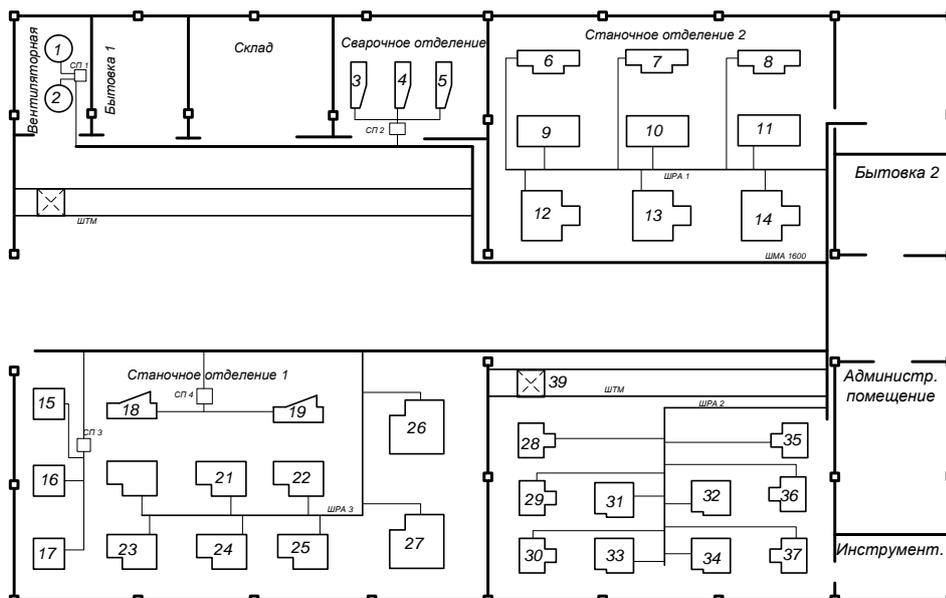


Рисунок 4 - Первый вариант схемы электроснабжения.

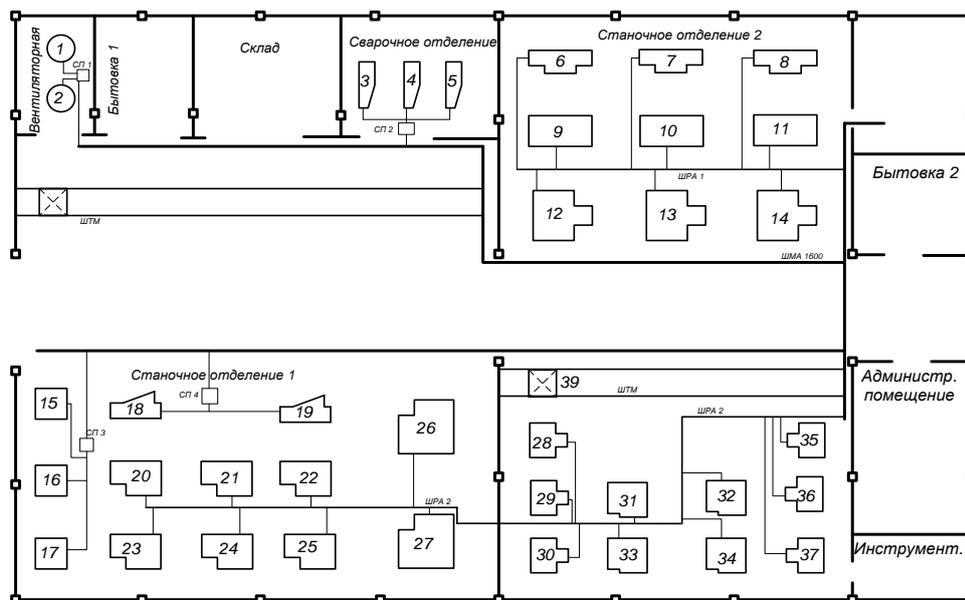


Рисунок 5 - Второй вариант схемы электроснабжения

Таблица 14 - Первый вариант распределительной сети цеха

Обозначение на плане	Расчётный ток, А	Фактическое число ЭП	Расчетная активная мощность, кВт	Расчетная реактивная мощность, кВ·Ар	Марка
ЩРА1	33,7	9	13,5	19	ЩРА4 на ток 250 А
ЩРА2	39,3	10	15,3	22,5	ЩРА4 на ток 250 А
ЩРА3	25,8	8	10,3	14,5	ЩРА4 на ток 250 А

ШТМ	32	1	19,4	11,8	ШТМ на ток 100 А
ШОС	42		27,9	8,4	ШОС-73 на ток 63 А
СП1	184,8	2	96	84,7	СП62-2/1 на ток 250 А
СП2	86,7	3	30	52	СП62-2/1 на ток 175 А
СП3	21,7	3	9	12	СП62-2/1 на ток 175 А
СП4	23,2	2	9,6	12,9	СП62-2/1 на ток 175 А

Таблица 15 - Второй вариант распределительной сети

Обозначение на плане	Расчётный ток, А	Фактическое число ЭП	Расчетная активная мощность, кВт	Расчетная реактивная мощность, кВ·Ар	Марка
ШРА1	33,7	9	13,5	19	ШРА4 на ток 250 А
ШРА2	54,9	16	18,3	33,4	ШРА4 на ток 250 А
ШТМ	32	1	19,4	11,8	ШТМ на ток 100 А
ШОС	42		27,9	8,4	ШОС-73 на ток 63 А
СП1	184,8	2	96	84,7	СП62-2/1 на ток 250 А
СП2	86,7	3	30	52	СП62-2/1 на ток 175 А
СП3	21,7	3	9	12	СП62-2/1 на ток 175 А
СП4	23,2	2	9,6	12,9	СП62-2/1 на ток 175 А

2.5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

Длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника, называется предельно допустимым током по нагреву.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{расч}} / K, \quad (55) \text{ где } I_{\text{ном}} - \text{номинальный ток станка,}$$

$K=1,15$ - поправочный коэффициент на условие прокладки кабелей.
Номинальный ток станка определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi} \quad (56)$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность ЭП;
 η - номинальный КПД, (0,88-0,92).

Таблица 16 - Выбор марки и сечения кабелей, питающих ЭП

Номер на плане	Наименование ЭП	$P_{\text{ном}}$, кВт	$\cos(\varphi)$	I_p , А	Сечение, мм	Марка	$I_{\text{длдоп}}$, А
1..2	вентиляторы	48	0,75	100,4	4Ч25	АПВВг	117,3
3...5	сварочные агрегаты	10	0,5	31,4	4Ч4	АПВВг	35,65
6...8	токарные автоматы	12	0,88	31,4	4Ч4	АПВВг	35,65
9...11	зубофрезерные станки	15	0,88	39,2	4Ч6	АПВВг	46
12...14	круглошлифовальные станки	4	0,88	10,5	4Ч4	АПВВг	35,65
15...17	заточные станки	3	0,88	7,8	4Ч4	АПВВг	35,65
18...19	сверлильные станки	3,2	0,88	8,4	4Ч4	АПВВг	35,65
20...25	токарные станки	9	0,88	23,5	4Ч4	АПВВг	35,65
26...27	плоскошлифовальные станки	8,5	0,8	22,2	4Ч4	АПВВг	35,65
28...30	строгальные станки	12,5	0,88	32,7	4Ч4	АПВВг	35,65
31...34	фрезерные станки	9,5	0,8	24,8	4Ч4	АПВВг	35,65
35...37	расточные станки	11,5	0,88	30,07	4Ч4	АПВВг	35,65

Таблица 17 - Выбор марки и сечения кабелей, питающих СП

Силовой пункт	I_p , А	Сечение, мм	Марка	$I_{\text{длдоп}}$, А
СП1	184,8	4Ч70	АПВВг	223,1
СП2	86,7	4Ч16	АПВВг	87,9
СП3	21,7	4Ч4	АПВВг	35,65
СП4	23,2	4Ч4	АПВВг	35,65

2.6 ВЫБОР КОММУТАЦИОННО-ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений, в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Выбор аппаратов защиты производится с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности меньшими по расчетным токам защищаемых участков сети или по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты с округлением до ближайшего большего стандартного значения.

2. Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим и должна быть обеспечена селективность действия защиты соответствующим подбором аппаратов защиты и его защитной характеристики.

3. Аппараты защиты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации, например при рабочих пиках технологических нагрузок, и т.п.

4. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух - и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтралей сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

В курсовом проекте защита шинопроводов и КЛ, питающих СП, выполняется автоматическими выключателями, защита электроприемников осуществляется плавкими вставками предохранителей.

Выбор предохранителей

Плавкие предохранители выбирают по условиям:

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq I_{\text{НОМЭП}}, \quad (57)$$

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq \frac{I_{\text{ПУСК}}}{2,5}, \quad (58)$$

где $I_{\text{НОМ. вст}}$ - номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{\text{НОМ. эп}}$ - номинальный ток отдельного ЭП, А;

$I_{\text{пуск}}$ - пусковой ток ЭП.

$$I_{\text{ПУСК}} = K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМЭП}}, \quad (59)$$

где $K_{п}$ - кратность пуска, равная 5.

Выберем предохранители на примере станков 9...11, номинальная мощность равна 15 кВт и коэффициент мощности равен 0,6.

Пусковой ток двигателя зубофрезерного станка определяется по формуле

$$I_{\text{пуск1}} = 5 \cdot 39,2 / 2,5 = 78,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном. вст}} > I_{\text{ном1}} \quad 80 > 78,4$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки - $I_{\text{ном. вст}} = 80 \text{ А}$, предохранитель типа ПН2 100.

Произведем расчет для других групп станков на напряжение 380 В.

В таблице 18 приведены номинальные расчетные и пусковые токи для выбора плавких вставок и выбранные марки предохранителей с номинальными токами плавких вставок принятых в соответствии с расчетными номинальными и пусковыми токами соответственно.

Таблица 18 - Выбор предохранителей

Номер на плане	Наименование ЭП	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	Пусковой ток, А	Ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя
1. 2	вентиляторы	48	100,4	200,8	250	ПН2 - 250
3...5	сварочные агрегаты	10	31,4	62,8	63	ПН2 - 100
6...8	токарные автоматы	12	21,4	42,8	63	ПН2 - 100
9...11	зубофрезерные станки	15	27,8	55,6	80	ПН2 - 100
12...14	круглошлифовальные станки	4	7,4	14,8	40	ПН2 - 100
15...17	заточные станки	3	5,56	11,12	40	ПН2 - 100
18...19	сверлильные станки	3,2	5,9	11,8	40	ПН2 - 100
20...25	токарные станки	9	16,7	33,4	50	ПН2 - 100
26...27	плоскошлифовальные станки	8,5	15,7	31,4	50	ПН2 - 100
28...30	строгальные станки	12,5	23,15	46,3	80	ПН2 - 100
31...34	фрезерные станки	9,5	17,6	35,2	50	ПН2 - 100
35...37	расточные станки	11,5	21,3	42,6	63	ПН2 - 100

Выбор автоматических выключателей

В соответствии с требованиями автоматические выключатели выбирают по условиям:

$$I_{\text{ном. расц}} > 1,2 \cdot I_p (60)$$

$$I_{\text{ср. эл.}} > (1,25 \text{ч} 1,35) \cdot I_{\text{п}}, (61)$$

где $I_{\text{ном. расц}}$ - номинальный ток расцепителя, А;

I_p - расчетный ток нагрузки, А;

$I_{\text{п}}$ - пиковый ток, А;

$I_{\text{ср. эл.}}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

$$I_{\text{п}} = I_p + (k_{\text{п}} - 1) \cdot I_{\text{ном. max}} (62)$$

где $k_{\text{п}}$ - кратность пуска;

$I_{\text{ном. max}}$ - наибольший из токов группы ЭП, А;

I_p - расчетный ток группы ЭП, А.

Таблица 19 - Выбор автоматов для первого варианта схемы электроснабжения

Обозначение на плане	Расчетный ток, А	Пиковый ток ($I_{\text{п}} \cdot 1,25$), А	Ток катушки максимального расцепителя, А	Тип выключателя
ШМА	528,5	900,625	1000	ВА53-41
ШРА1	33,7	117,125	160	ВА53-39
ШРА2	39,3	111,625	160	ВА53-39
ШРА3	25,8	77,25	160	ВА53-39
СП1	184,8	471	500	ВА54-39
СП2	86,7	158,375	160	ВА53-39
СП3	21,7	42,125	160	ВА53-39
СП4	23,2	45	160	ВА53-39
ШОС	42	52,5	160	ВА53-39
ШТМ	32	165	250	ВА54-39

Таблица 20 - Выбор автоматов для второго варианта схемы электроснабжения

Обозначение на плане	Расчетный ток, А	Пиковый ток ($I_{\text{п}} \cdot 1,25$), А	Ток катушки максимального расцепителя, А	Тип выключателя
ШМА	528,5	900,625	1000	ВА53-41
ШРА1	33,7	117,125	160	ВА53-39
ШРА2	54,9	131,25	160	ВА53-39
СП1	184,8	471	500	ВА54-39
СП2	86,7	158,375	160	ВА53-39
СП3	21,7	42,125	160	ВА53-39
СП4	23,2	45	160	ВА53-39

ШОС	42	52,5	160	ВА53-39
ШТМ	32	165	250	ВА54-39

Для выбора одного из вариантов распределительной сети проводим технико-экономическое сравнение вариантов. Расчет проводим в программе "ZAPUSK". Стоимость первого варианта 1152 тыс. рублей, стоимость второго варианта 1199 тыс. рублей. Итак, для дальнейшего расчета выбираем первый вариант схемы электроснабжения цеха.

2.7 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ И КОММУТАЦИОННО - ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ

2.7.1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{П0}$) в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (63)$$

Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{СРНН} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \cdot R_{\Sigma})^2 + (2 \cdot X_c + 3 \cdot X_{\Sigma})^2}} \quad (64)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{y\partial} \quad (65)$$

Токи КЗ считаем в точках наиболее приближенных и наиболее удаленных от КТП.

Составим схему замещения:

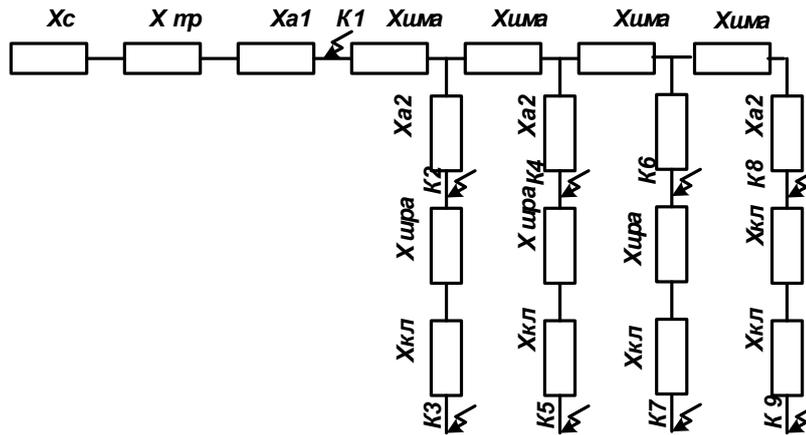


Рисунок 6 - Схема замещения

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (66)$$

где U_c - напряжение системы, в данном случае равно 10500 В;
 $U_{Б.СТ}$ - напряжение базисной ступени, в данном случае равно 400 В;
 $I_{Kc}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы (18 кА).

$$x_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 25000} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,35 \text{ мОм}$$

Для трансформатора ТМ-400/10:

$$\Delta P_k = 5,5 \text{ кВт}, U_k = 4,5\%, U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Полное сопротивление силового трансформатора:

$$z_{тр} = \frac{U_{k\%} \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{400} = 0,018 \text{ мОм} \quad (67)$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{тр} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400^2} = 0,0055 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора

$$X_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2} = 0,017 \text{ мОм} \quad (68)$$

Сопротивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{aligned} r &= r_0 \cdot l \\ x &= x_0 \cdot l \end{aligned} \quad (69)$$

где r_0 и x_0 - удельные сопротивления шинопровода или кабеля, мОм/м,
 l - длина шинопровода или кабеля, м.

Значения удельных сопротивлений шинопроводов и кабелей:
 $r_{\text{шма}}=0,021$ мОм/м, $x_{\text{шма}}=0,021$ мОм/м, $r_{\text{шра1,2}}=0,21$ мОм/м, $x_{\text{шра1,2}}=0,21$ мОм/м,
 4 мм^2 - $r=7,81$ мОм/м, $x=0,095$ мОм/м;

Значения сопротивлений автоматических выключателей берем из
таблицы 2,54 /6/, $X_{a1}=0,07$ мОм, $X_{a2}=0,1$ мОм, $R_{a1}=0,07$ мОм, $R_{a2}=0,1$ мОм.

По справочным данным определяем суммарные сопротивления
переходных контактов на шинах, вводах и выводах аппаратов в месте КЗ,
 $r_{\text{пер}}=15$ мОм, $r_{\text{пер}}=20$ мОм и $r_{\text{пер}}=25$ мОм.

Сопротивление трансформатора $X_{1\text{тр}}=X_{2\text{тр}}=X_{0\text{тр}}$. Для автоматических
выключателей, сопротивления прямой, обратной и нулевой
последовательностей также, равны между собой.

Таблица 21 - Токи короткого замыкания

Точка	Трехфазный ток КЗ, кА	Однофазный ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
К1	15,3	15,2	21,6
К2	11,3	11,2	15,9
К3	3,04	3,04	4,3
К4	11,13	11,13	15,7
К5	2,7	2,7	3,9
К6	10,8	10,8	15,3
К7	5,4	5,4	7,76
К8	10,65	10,65	15
К9	4,7	4,7	6,7

2.7.2 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ПО ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ

Для оценки правильности выбора сечений проводников необходимо
провести проверку выбранных кабельных линий и шинопроводов.

Выбранные по длительному току и согласованные с током защиты
аппаратов сечения внутрицеховых электрических сетей должны быть
проверены на потерю напряжения. Нормированных значений для потери
напряжения не установлено. Однако, зная напряжение на шинах источника

питания и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителя.

Проверка КЛ и шинопроводов осуществляется по потери напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (70)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ - принимается средневзвешенное значение коэффициента мощности,

l - длина линии, м;

I_p - расчетный ток в линии, А.

Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{доп.} = +5\%$;

Условие проверки на потерю напряжения:

$$\Delta U < \Delta U_{доп.} \quad (71)$$

Произведем расчет потерь напряжения и сведем в таблицы 22, 23.

Таблица 22 - Проверка кабеля

Номер на плане	Номинальный ток, А	Длина линии, м	Сечение кабеля, мм ²	Потеря напряжения, %
1	2	3	4	5
1...2	100,4	1,6	4Ч25	0,056
3...5	31,4	3	4Ч4	0,194
6...8	31,4	6,8	4Ч4	0,44
9...11	39,2	1,2	4Ч6	0,065
12...14	10,5	1	4Ч4	0,027
15...17	7,8	6	4Ч4	0,12
18...19	8,4	4	4Ч4	0,069
20...25	23,5	1	4Ч4	0,048
26...27	22,2	3	4Ч4	0,137
28...30	32,7	5,6	4Ч4	0,378
31...34	24,8	1,6	4Ч4	0,082
35...37	30,07	7,6	4Ч4	0,471

Таблица 23 - Проверка шинопроводов

Шинопровод	Длина, м	Расчетный ток, А	Потеря напряжения, %
ШМА 1600	97	528,5	0,653
ШРА4 250	16,6	33,7	0,071
ШРА4 250	16	39,3	0,08
ШРА4 250	19	25,8	0,062
СП1	3,6	184,8	0,474

СП2	0,6	86,7	0,133
СП3	4,8	21,7	0,267
СП4	2	23,2	0,119

Так как ΔU во всех элементах сети меньше $\Delta U_{\text{доп}} = +5\%$, то для всех КЛ и шинопроводов условие по потере напряжения соблюдается.

2.7.3 ПРОВЕРКА ШИНОПРОВОДОВ НА ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Шинопроводы проверяются на электродинамическую стойкость по условию:

$$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}, \quad (72)$$

где $i_{\text{уд. доп}}$ - допустимая электродинамическая стойкость, кА.

Таблица 24 - Проверка шинопроводов на электродинамическую стойкость

Шинопровод	$i_{\text{уд}}$, кА	$i_{\text{дин}}$, кА	Условие проверки
ШПРА4на 250 А	14,6	15	$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$
ШМА на1600 А	21,6	70	$i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$,

Так как ударный ток шинопроводов меньше амплитудного значения электродинамической стойкости, то условие на электродинамическую стойкость соблюдается.

2.7.4 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Выбранные аппараты защиты необходимо проверять по чувствительности к токам КЗ. Проверка по чувствительности к токам КЗ осуществляется по условию:

$$I^{(1)}_{\text{кзmin}} > 3 \cdot I_{\text{ср. эл}}, \quad (73)$$

где $I^{(1)}_{\text{кзmin}}$ - минимальный ток однофазного КЗ, А;

$I_{\text{ср. эл}}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя, определяется по паспортным данным в зависимости от пределов регулирования времени срабатывания.

Выполним проверку по чувствительности в наиболее удаленных местах схемы.

Таблица 25 - Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам КЗ

Элемент сети	Тип выключателя	$I^{(1)}_{кз \min}$, А	Иср. эл, А	$I^{(1)}_{кз \min} > 3 \cdot \text{Иср. эл}$,
ШРА4 250	ВА53-39	11200	160	11200 > 480
ШМА1600	ВА53-41	15200	1000	15200 > 3000
СП1	ВА54-39	10650	500	10650 > 1500
СП2	ВА53-39	10650	160	10650 > 480
СП3	ВА53-39	10650	160	10650 > 480
СП4	ВА53-39	10650	160	10650 > 480

2.7.5 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Проверка по согласованию выбранной вставки с сечением выбранного кабеля осуществляется по условию:

$$I_B < 3 \cdot I_{\text{дл. доп}}, \quad (74)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставкой, А;

$I_{\text{дл. доп}}$ - длительно допустимый ток, А.

Проверка по согласованию теплового расцепителя с сечением выбранных элементов сети для вариантов представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Проверка плавких вставок предохранителей

№ ЭП по списку	Ток номинальный, А	Ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя	Длительно допустимый ток, А	$I_B < 3 \cdot I_{\text{дл. доп}}$
1..2	100,4	250	ПН2 - 250	102	250 < 306
3...5	31,4	63	ПН2 - 100	31	63 < 93
6...8	31,4	63	ПН2 - 100	31	63 < 93
9...11	39,2	80	ПН2 - 100	40	80 < 120
12...14	10,5	40	ПН2 - 100	31	40 < 93
15...17	7,8	40	ПН2 - 100	31	40 < 93
18...19	8,4	40	ПН2 - 100	31	40 < 93
20...25	23,5	50	ПН2 - 100	31	50 < 93
26...27	22,2	50	ПН2 - 100	31	50 < 93
28...30	32,7	80	ПН2 - 100	31	80 < 93
31...34	24,8	50	ПН2 - 100	31	50 < 93
35...37	30,07	63	ПН2 - 100	31	63 < 93

2.8 ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи - расчетные, пиковые и кз; по оси ординат -

времена продолжительности пиковых токов и времена срабатывания защит по защитным характеристикам. Проверим выбранную коммутационную аппаратуру по условию селективности. Исходя из расчета токов КЗ.

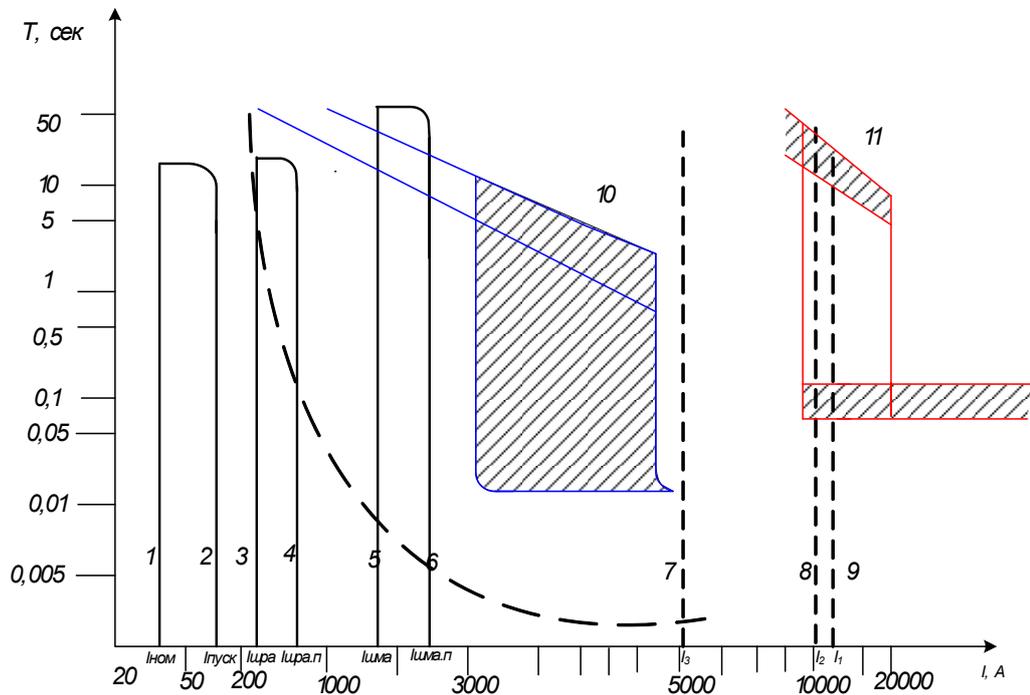


Рисунок 7 - Карта селективности

1 - номинальный ток двигателя; 2 - пусковой ток двигателя; 3 и 4 - расчетный и пиковый токи ШРА; 5, 6 - расчетный и пиковый токи ШМА, 7,8,9 - токи КЗ в точках К1, К2, К3; 10 - характеристика плавкой вставки 100 А предохранителя, 11 - характеристика автомата с расцепителем 1000 А.

2.9 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ

Электрическая сеть цеха выполнена шинопроводами и кабельными линиями. Магистральные сети выполнены закрытыми шинопроводами. Такой шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций, которые представляют собой три или четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой или изоляторами - клещами.

Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов - угловые. Соединение секций на месте монтажа выполняется сваркой, болтовыми или штепсельными соединениями. Магистральные шинопроводы крепят на высоте 3-4 метра над полом помещения на кронштейнах или специальных стойках. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям. Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки или кабелем проложенным в металлорукавах.

Присоединение ШРА к ШМА осуществляется кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА.

Крепление ШРА выполняется на стойках на высоте 1,5 м над полом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленном курсовом проекте спроектирована и рассчитана система электроснабжения ремонтно-механического цеха и системы внутреннего электроснабжения судоремонтного завода.

В проекте произведены расчеты электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП (по первому этапу), расчеты электрических нагрузок для выбора цеховой сети (по второму этапу).

Основными критериями при проектировании являются техническая применимость и экономичность проекта. На основании экономической оценки принимается схема электроснабжения первого варианта. Эта система электроснабжения включает:

В качестве источника питания цеха принята схема БТМ блок трансформатор (400 кВ·А) - магистраль с одним трансформатором и комплектным шинопроводом в качестве главной магистрали, длиной 97 м, устанавливаемого на высоте 6 м.

Разводка сетей цеха производится с помощью трех ШРА, устанавливаемых на высоте 6 м и СП питаемых от ШМА. ЭП подключаются через кабельные спуски, прокладываются в металлических рукавах.

Защита производится автоматическими выключателями (для ШМА, ШРА и СП) и предохранителями (для электроприемников).

Внутреннее электроснабжение завода выполнено по смешанной схеме. Цеха с высоковольтной нагрузкой подключены радиально. В каждом цехе установлено по одной двухтрансформаторной подстанции. Высоковольтные ЭП подключаются через распределительный пункт. В ходе расчета выбраны и проверены сечения линий 10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин Ю.Г. "Справочник по проектированию электроснабжения", М.: "Энергоатомиздат", 1990.
2. Блок В. М.: "Пособие к курсовому и дипломному проектированию", М.: "ВШ", 1990.
3. Неклепаев Б.Н. "Электрическая часть электростанций", М.: "Энергоатомиздат", 1989.
4. ПУЭ, М.: "Энергоатомиздат", 2000.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования под ред. Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е. и др., М.: "Энергоатомиздат", 1991.
6. Справочник электромонтера. Под ред. А.Д. Смирнова. Смирнов Л.П. Монтаж кабельных линий, М.: Энергия, 1968.
7. Трунковский А.Е. "Обслуживание электрооборудования промышленных предприятий", М: Высшая школа, 1977.
8. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ "Тяжпромэлектропроект" №358-90 от 1 августа 1990г.
9. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. "Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования", М.: "Энергоатомиздат", 1987.