

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

В. В. Бахмутская

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

ПРАКТИКУМ

для студентов специальности

**1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2011

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.29я73
Б30

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 29.03.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Бахмутская, В. В.
Б30 Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость : практикум для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» днев. формы обучения / В. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 69 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены методы расчета показателей графиков электрических нагрузок, определения потерь мощности и энергии в системах электроснабжения, снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий по повышению качества электроэнергии.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной формы обучения.

УДК 621.31(075.8)
ББК 31.29я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2011

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие разработано на основании типовой учебной программы "Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость" для студентов дневной формы обучения специальностей 1-43 01 02 "Электроэнергетические системы и сети" содержит описание и методику выполнения практических работ.

В пособии рассматриваются характеристика и расчет промышленных потребителей электроэнергии, графики электрических нагрузок и методы определения расчетных нагрузок, расчет осветительных сетей, определение потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, а также определение мощности и количества трансформаторов.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Графики электрических нагрузок

Общие сведения о графиках нагрузки

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения выделяют три вида электрической нагрузки:

- активная мощность нагрузки P ;
- реактивная мощность нагрузки Q ;
- ток I .

Кривая, характеризующая изменение нагрузки во времени, называется графиком электрической нагрузки.

Под величиной нагрузки в данный момент времени понимается ее действующее значение, показываемое измерительными приборами с достаточно малой инерцией.

Различают индивидуальные и групповые графики электрической нагрузки – соответственно, для отдельных электроприемников и для группы электроприемников.

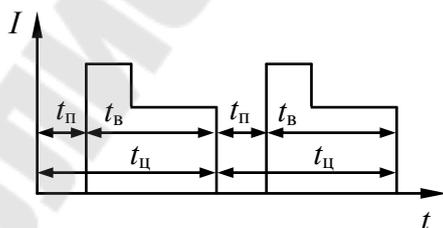
Зная индивидуальные графики нагрузки, можно получить групповой:

$$P(t) = \sum_{i=1}^n p_i(t); \quad Q(t) = \sum_{i=1}^n q_i(t); \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (1.1)$$

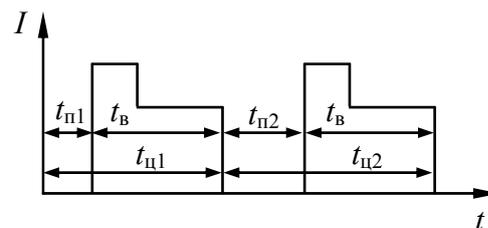
Индивидуальные графики нагрузки

В практике электроснабжения, как правило, используют групповые графики нагрузки (ГГН), но учитывая, что они формируются отдельными электроприемниками, необходимо рассмотреть индивидуальные графики нагрузки (ИГН). Различают 4 вида ИГН (рис. 1.1):

- периодические;
- циклические;
- нециклические;
- нерегулярные.



а)



б)

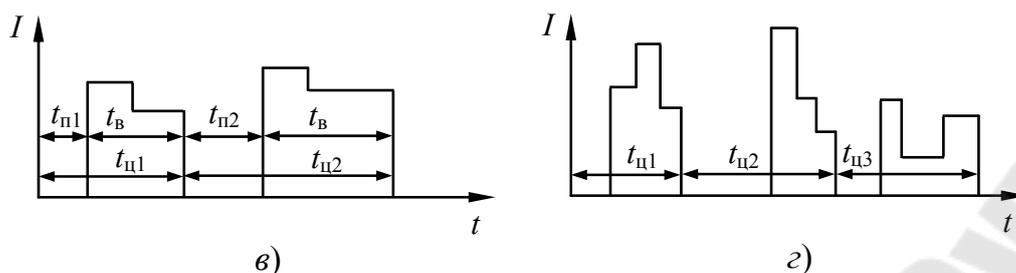


Рис. 1.1. Индивидуальные графики нагрузки различных типов:
 а – периодические; б – цикличные; в – нецикличные;
 г – нерегулярные

Периодические графики (рис. 1.1, а) отвечают строго ритмичному производству с одинаковыми токами и временем $t_{п}$, $t_{в}$, $t_{ц}$ за разные циклы:

$$t_{п1} = t_{п2} = \text{const}; t_{в1} = t_{в2} = \text{const}; t_{ц1} = t_{ц2} = \text{const}; W_1 = W_2 = \text{const}.$$

Цикличные графики (рис. 1.1, б) характерны для электроприемников поточных линий, где имеются ручные операции. Время пауз $t_{п}$ и циклов $t_{ц}$ у таких графиков за разные циклы не равны и изменяются по случайному закону:

$$t_{п1} \neq t_{п2} \neq \text{const}; t_{в1} = t_{в2} = \text{const}; t_{ц1} \neq t_{ц2} \neq \text{const}; W_1 = W_2 = \text{const}.$$

Нецикличные графики (рис. 1.1, в) имеют электроприемники, когда выполняемые ими операции строго не регламентированы, например, станки на ремонтных участках. В этом случае $t_{в}$, $t_{п}$ и $t_{ц}$ являются случайными, меняется и величина нагрузки от цикла к циклу. При этом нецикличный график, подобно периодическому и циклическому, характеризуется стабильностью потребления электроэнергии за среднее время цикла:

$$t_{п1} \neq t_{п2} \neq \text{const}; t_{в1} \neq t_{в2} \neq \text{const}; t_{ц1} \neq t_{ц2} \neq \text{const}; W_1 = W_2 = \text{const}.$$

Нерегулярные графики (рис. 1.1, г) встречаются редко. Их имеют электроприемники, которые обслуживают технологические процессы с неустановившимся характером. При этом условие стабильности потребления электроэнергии уже не соблюдается:

$$t_{п1} \neq t_{п2} \neq \text{const}; t_{в1} \neq t_{в2} \neq \text{const}; t_{ц1} \neq t_{ц2} \neq \text{const}; W_1 \neq W_2 \neq \text{const}.$$

Графики групповой нагрузки

Для групповых графиков нагрузки степень регулярности определяется не только типами составляющих его индивидуальных графиков, но и взаимозависимостями нагрузок отдельных электроприемников.

По периодичности различают следующие типы групповых графиков нагрузки:

- нерегулярные;
- почти периодические.

В большинстве случаев имеют место почти периодические групповые графики нагрузки (рис. 1.2).

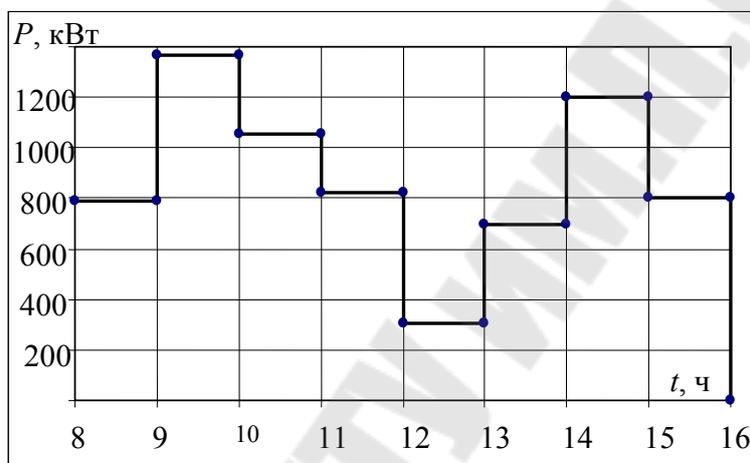


Рис. 1.2. Групповой график нагрузки потребителя электроэнергии за смену

Групповые графики нагрузки, для которых характерна повторяемость нагрузки в течение разных смен в определенные временные интервалы, называют почти периодическими.

Групповые графики нагрузки, используемые для решения практических задач электроснабжения, делятся на суточные (сменные), годовые (по месяцам), упорядоченные, типовые.

Суточные (сменные) графики нагрузки характеризуют изменение нагрузки в течение суток (смены).

Годовые графики нагрузки характеризуют изменение нагрузки по месяцам в течение года.

Упорядоченные графики нагрузки показывают время работы потребителя с определенной нагрузкой за принятый временной промежуток, например, за сутки или за год.

Типовой график нагрузки – усредненный по времени и набору электроприемников график нагрузки аналогичных по режиму работы потребителей.

При рассмотрении индивидуальных графиков их показатели обозначаются строчными буквами (p, q, s, i, k), групповых – прописными (P, Q, S, I, K).

Физические величины, характеризующие графики электрических нагрузок:

1. P_c – средняя нагрузка (Q_c, S_c, I_c).
2. $P_{ск}$ – среднеквадратичная (эффективная) нагрузка ($Q_{ск}, S_{ск}, I_{ск}$).
3. P_m – максимальная нагрузка (Q_m, S_m, I_m):
 - а) P_p – расчетная (максимальная длительная) нагрузка;
 - б) $P_{пик}$ – пиковая (максимальная кратковременная) нагрузка.

Средняя нагрузка – постоянная, неизменная во времени нагрузка в течение рассматриваемого промежутка времени, которая вызывает такой же расход электроэнергии, что и реальная, изменяющаяся нагрузка за этот же промежуток времени (T):

$$P_c = \frac{\int_0^T P(t) dt}{T}. \quad (1.2)$$

На практике средняя нагрузка определяется по показателям электрических счетчиков, либо других приборов, с помощью формул:

$$P_c = \frac{W}{T}; \quad Q_c = \frac{V}{T}; \quad P_c = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T}; \quad (1.3)$$

$$i_c = \frac{1}{\sqrt{3} U_H \cdot T} \int_0^T \sqrt{P^2 + Q^2} dt \approx \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{\sqrt{3} U_H}; \quad (1.4)$$

$$P_c = \sum P_{ci}; \quad Q_c = \sum q_{ci}. \quad (1.5)$$

Среднеквадратичная нагрузка – нагрузка, которая не изменяется в течение промежутка времени T и вызывает потери мощности и энергии в элементах системы электроснабжения потребителей такие же, как реальная нагрузка, изменяющаяся за это же время:

$$P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P^2(t) dt}; I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2(t) dt}; P_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{T}}. \quad (1.6)$$

Среднеквадратичная нагрузка используется для определения потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения.

Максимальная нагрузка – это наибольшая из средних нагрузок за рассматриваемый промежуток времени. При этом различают максимальную длительную и максимальную кратковременную нагрузки.

Максимальная длительная нагрузка характеризуется периодом усреднения от нескольких минут до нескольких часов (рис. 1.3). Она используется для выбора токоведущих частей СЭС по условию нагрева.

Максимальная кратковременная нагрузка характеризуется периодом усреднения от доли до нескольких секунд. Ее называют пиковой нагрузкой:

$$I_{\text{пик}} > I_{\text{м}} \geq I_{\text{ск}} \geq I_{\text{с}}. \quad (1.7)$$

Пиковая нагрузка используется для расчетов релейной защиты и автоматики, выбора предохранителей и автоматических выключателей.

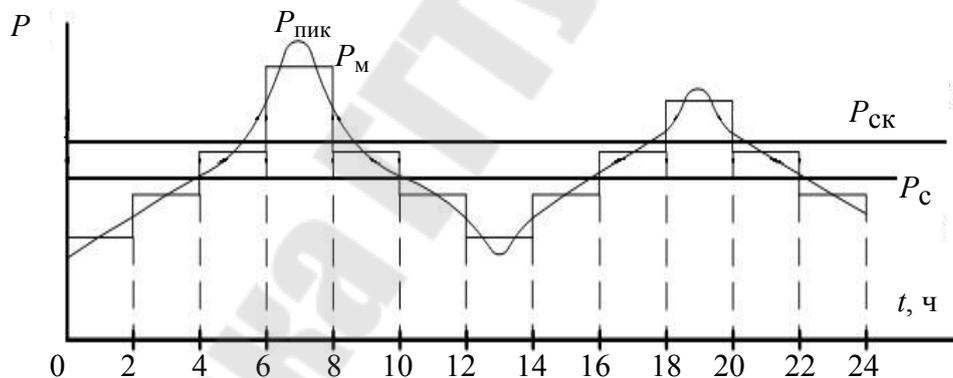


Рис. 1.3. Физические величины графика нагрузки

Из максимальной длительной нагрузки важнейшее значение имеет расчетная нагрузка.

Под *расчетной* понимается такая условная нагрузка, которая эквивалентна реальной нагрузке по наиболее тяжелому тепловому эффекту. В связи с этим рассматривают следующие 2 определения расчетной нагрузки:

1. Расчетная нагрузка, определяющая нагрев (износ) изоляции.
2. Расчетная нагрузка, определяющая нагрев токоведущих частей.

Из двух значений расчетной мощности используют наибольшее значение. При этом значение расчетной мощности определяется как:

$$P_p = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{\text{ср.взв.}}; \quad (1.8)$$

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{W}{\sqrt{W^2 + V^2}}. \quad (1.9)$$

Коэффициенты, характеризующие графики нагрузки

Наряду с физическими величинами графики нагрузки описываются безразмерными коэффициентами. Эти коэффициенты устанавливают связь между основными физическими величинами, характеризуют неравномерность графиков нагрузки и использование электроприемников и потребителей электроэнергии по мощности и времени.

Коэффициенты, характеризующие связь между основными физическими величинами графиков нагрузки:

1. Коэффициент максимума графика:

$$k_{\text{м.г}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{с}}}. \quad (1.10)$$

Коэффициент максимума относится к групповым графикам нагрузки и устанавливает связь между средней и максимальной нагрузками за наиболее загруженную смену.

2. Коэффициент заполнения графика:

$$k_{\text{з.г}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м}}} = \frac{1}{k_{\text{м}}}. \quad (1.11)$$

Данный коэффициент определяется, как для группового, так и для индивидуального графика нагрузки.

3. Коэффициент формы графика:

$$k_{\text{ф.г}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{с}}}, \quad k_{\text{ф.г}} \geq 1. \quad (1.12)$$

$k_{\text{ф.г}} = 1 - 1,2$ – для групповых графиков;

$k_{\text{ф.г}} = 1 - 3$ – для индивидуальных графиков.

Коэффициент формы характеризует степень неравномерности графика нагрузки, прямо пропорционален величине потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения потребителя.

Коэффициенты, характеризующие режимы работы электроприемников (потребителей электроэнергии):

4. Коэффициент включения:

$$k_B = \frac{t_B}{t_B + t_0 + t_{XX}}, \quad (1.13)$$

где t_B – время включения и работы электроприемников;
 t_0 – время отключения электроприемника;
 t_{XX} – время работы в режиме холостого хода.

Для групповых графиков коэффициент включения определяется как средневзвешенное значение коэффициентов включения входящих в группу электроприемников:

$$K_B = \frac{\sum k_{Bi} \cdot P_{Hi}}{\sum P_{Hi}}. \quad (1.14)$$

Коэффициент включения K_B характеризует использование электроприемников по времени.

5. Коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{P_{CB}}{P_H}, \quad (1.15)$$

где P_{CB} – средняя мощность нагрузки за время включения электроприемника:

$$P_{CB} = \frac{T_{Ц}}{T_B} \cdot P_C; \quad P_{CB} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T_B}, \quad (1.16)$$

где $T_{Ц}$ – время цикла;
 T_B – время включения;
 P_C – средняя нагрузка за цикл или смену.

Коэффициент загрузки характеризует использование электроприемников по мощности.

6. Коэффициент использования:

$$k_{И} = \frac{P_C}{P_H}. \quad (1.17)$$

При заданных индивидуальных коэффициентах использования групповой коэффициент рассчитывается как средневзвешенное значение по выражению

$$K_{\text{г}} = \frac{\sum k_{\text{г}i} \cdot P_{\text{г}i}}{\sum P_{\text{г}i}}. \quad (1.18)$$

Коэффициент использования характеризует использование электроприемников по мощности и по времени.

Пример выполнения задания

Для предприятия с установленной мощностью электроприемников $P_{\text{уст}} = 200$ МВт, типовой график нагрузки которого приведен на рис. 1.4, табл. 1.1, определить:

- физические величины и безразмерные коэффициенты графика нагрузки;
- время использования максимума нагрузки и время максимальных потерь за сутки и за год.

Расчеты представить в виде таблицы 1.2.

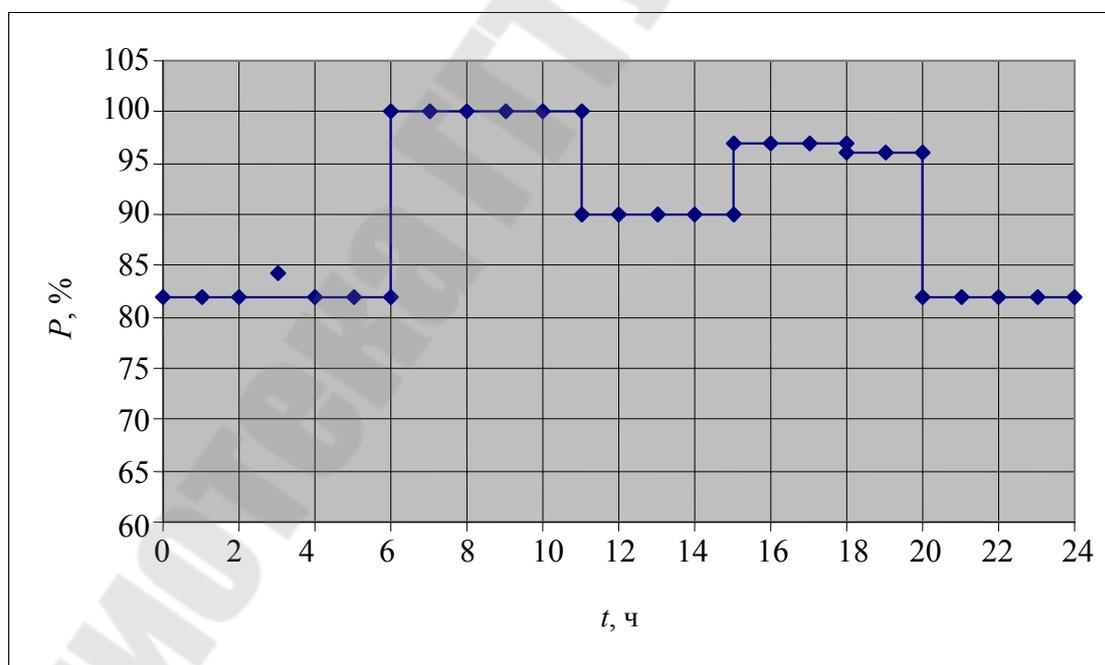


Рис. 1.4. Типовой график нагрузки предприятия

Таблица 1.1

Данные типового графика нагрузки предприятия

t , час	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
P , кВт	50	60	80	90	100	100	100	70

Таблица 1.2

Ход и результаты расчетов

Величина	Расчет	Значение	
		о.е.	именован- ные
Уст. мощность, $P_{уст}$	Согласно варианту задания	-	200 МВт
Коэффициент спроса, K_c	Определяются по справочным данным	0,5	-
$\cos\phi$		0,8	-
Средняя нагрузка, P_c	$P_c = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{T}$	0,9	81,25 МВт
Среднеквадратическая нагрузка, $P_{ск}$	$P_{ск} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{T}}$	0,904	83,3 МВт
Максимальная нагрузка, P_m	$P_m = P_{уст} \cdot K_c$	1	100 МВт
Коэффициент максимума графика, $K_{м.г.}$	$K_{м.г.} = \frac{P_m}{P_c}$	1,23	-
Коэффициент заполнения графика, $K_{з.г.}$	$K_{з.г.} = \frac{P_c}{P_m}$	0,81	-
Коэффициент формы графика, $K_{ф.г.}$	$K_{ф.г.} = \frac{P_{ск}}{P_c}$	1,025	-
Коэффициент использования, $K_{и}$	$K_{и} = \frac{P_c}{P_{уст}}$	0,4	-
Коэффициент спроса, K_c	$K_c = \frac{P_m}{P_{уст}}$	0,5	-
*Время использования максимума нагрузки, T_m	$T_m = K_{з.г.} \cdot T$	-	7096 ч/год
Время максимальных потерь, τ	$\tau_{сут} = (K_{ф.г.} \cdot K_{з.г.})^2 \cdot T_{уст};$ $\tau = (0,124 + T_{м.г.} \cdot 10^{-4})^2 \cdot T_r$	-	6086,6 ч/год

ЗАДАНИЕ

Для варианта заданы суточный характерный график нагрузки (таблица 1.3) и установленная мощность электроприемников потребителя (таблица 1.4). Определить:

- физические величины и безразмерные коэффициенты графика электрических нагрузок;
- время использования максимума нагрузки и время максимальных потерь за сутки и за год;

Таблица 1.3

Данные типовых графиков нагрузки, по вариантам

T, ч	Потребляемая мощность в часы смены														
	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0-1	40	20	4	100	4	20	10	20	20	20	20	40	2	10	5
1-2	50	30	5	140	6	40	20	40	20	40	10	60	4	15	20
2-3	60	40	4	150	8	50	30	50	40	40	40	80	8	15	20
3-4	120	50	8	80	14	60	35	65	80	20	70	120	12	20	35
4-5	140	60	9	180	10	50	30	70	70	45	60	140	18	20	50
5-6	70	60	9	140	15	20	20	20	60	20	40	110	20	25	50
6-7	110	100	10	80	8	60	10	50	40	40	65	60	10	20	20
7-8	70	80	7	100	6	30	10	20	20	30	30	40	6	10	10
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0-1	20	2	10	10	20	10	10	20	20	10	10	20	10	10	4
1-2	30	4	15	30	30	15	30	30	40	15	40	30	4	15	5
2-3	40	10	15	40	30	20	45	40	50	20	50	60	10	15	4
3-4	40	18	25	80	40	25	40	20	20	25	20	65	25	25	8
4-5	65	15	30	65	65	25	65	30	55	30	55	55	15	25	9
5-6	50	12	20	50	40	20	50	20	20	20	20	20	20	20	9
6-7	20	6	20	40	20	10	30	45	50	10	40	50	6	10	5
7-8	20	2	5	20	10	15	20	30	30	5	30	30	4	5	7

Таблица 1.4

Данные по установленной мощности предприятий

Значения	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_{уст.}$, МВт	150	120	10	200	15	60	40	70	90	50	80	180	25	30	60
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$P_{уст.}$, МВт	80	20	40	90	75	30	80	50	60	40	60	70	25	30	10

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Расчет электрических нагрузок в электроустановках напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм

Краткие теоретические сведения. Расчетная нагрузка по допустимому нагреву представляет собой такую условную длительную неизменную нагрузку, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжелому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции.

В соответствии с РТМ 36.18.32.4-92 расчетная активная мощность группы электроприемников (количество электроприемников в группе более одного) на напряжении до 1 кВ определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum_1^n k_{ni} P_{ni}, \quad (2.1)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки.

Групповой коэффициент использования

$$K_{и} = \frac{\sum_1^n k_{ni} P_{ni}}{\sum_1^n P_{ni}}. \quad (2.2)$$

Значение K_p зависит от эффективного числа электроприемников ($n_э$), группового коэффициента использования ($K_{и}$), а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки. В методике расчета приняты следующие значения постоянной времени нагрева (T_0): $T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2.1; $T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 2.2.

Эффективное число электроприемников $n_э$ – это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что

и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Величина n_3 определяется по выражению:

$$n_3 = \frac{(\sum p_H)^2}{\sum p_H^2}. \quad (2.3)$$

Таблица 2.1

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1 кВ для постоянной времени нагрева $T_0 = 10$ мин

n_3	Коэффициент использования K_H								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
2	8,0	5,3	4,0	2,66	2,0	1,6	1,33	1,14	1,0
3	4,52	3,2	2,55	1,9	1,56	1,41	1,28	1,14	1,0
4	3,42	2,47	2,0	1,53	1,3	1,24	1,14	1,08	1,0
5	2,84	2,1	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01	1,0
7	2,5	1,96	1,54	1,25	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,26	1,7	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,6	1,35	1,1	1,05	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1,0	1,0	1,0
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1,0	1,0	1,0
15	1,9	1,46	1,25	1,03	1,01	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,4	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,38	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,34	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,7	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,66	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,65	1,29	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 2.2

**Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах НН
цеховых трансформаторов и для магистральных
шинопроводов напряжением до 1 кВ**

n_3	Коэффициент использования $K_{и}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6 - 8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9 - 10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10 - 25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25 - 50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

В случаях, когда расчетная мощность P_p , вычисленная по выражению (1.1), окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника ($p_{н.маx}$), следует принимать $P_p = p_{н.маx}$.

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

– для питающих сетей (питающие распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты) в зависимости от значения n_3 :

при $n_3 \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \sum_1^n k_{иi} p_{иi} \operatorname{tg} \varphi_i ; \quad (2.4)$$

при $n_3 > 10$

$$Q_p = \sum_1^n k_{иi} p_{иi} \operatorname{tg} \varphi_i ; \quad (2.5)$$

– для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу:

$$Q_p = K_p \sum_1^n k_{иi} p_{иi} \operatorname{tg} \varphi_i ; \quad (2.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника, принимаемый по табл. 2.3 по значению $\cos\varphi$.

Таблица 2.3

Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования, ($k_{и}$)	мощности ($\cos\varphi$)
1. Металлорежущие станки мелкосерийного производства, мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, карусельные, точильные и др.	0,12 - 0,14	0,4 - 0,5
2. То же при крупносерийном производстве	0,16	0,5-0,6
3. То же при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, рatchetные станки	0,17	0,65
4. То же с особо тяжелым режимом работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистительных барабанов и др.	0,2 - 0,24	0,65
5. Многошпиндельные автоматы	0,2	0,6
6. Краны мостовые, грейферные, кран-балки, тельферы, лифты	0,15 - 0,35	0,5
7. Вентиляторы, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,65 – 0,8	0,8
8. Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,85
9. Сварочные трансформаторы дуговой электросварки	0,2	0,4
10. Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75 – 0,8	1,0
11. Индукционные печи низкой частоты	-	0,35
12. Индукционные печи высокой частоты	-	0,65 – 0,8
13. Элеваторы, транспортеры, конвейеры	0,4 – 0,55	0,75
14. Дуговые сталеплавильные печи	0,5 – 0,75	0,8 – 0,9
15. Гальванические установки	0,4 – 0,5	0,6 – 0,8

При определении p_n для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода.

Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность приводится к длительному режиму ($ПВ = 100\%$).

При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью

$$p_{\text{н}} = 3p_{\text{н.о}}; \quad q_{\text{н}} = 3q_{\text{н.о}}, \quad (2.7)$$

где $p_{\text{н.о}}$, $q_{\text{н.о}}$ – активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП номинальной мощностью

$$p_{\text{н}} = \sqrt{3}p_{\text{н.о}}; \quad q_{\text{н}} = \sqrt{3}q_{\text{н.о}}. \quad (2.8)$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности (трехфазных и однофазных ЭП в группе), они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены расчетные осветительные нагрузки $P_{\text{р.о}}$ и $Q_{\text{р.о}}$.

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по выражению:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (2.9)$$

где $S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}$ – полная расчетная мощность узла нагрузки, кВ·А.

Пример

Необходимо определить расчетную электрическую нагрузку участка (цеха) и характерных узлов сети – двух силовых распределительных шкафов (ШР1 и ШР2). В табл. 2.4 в соответствии с вариантом задания указаны номера электроприемников (потребителей), которые запитаны от ШР1 и ШР2. В графах 4 и 5 таблицы приведены расчетные активная и реактивная нагрузки освещения. В табл. 2.5 дается краткая характеристика потребителей (наименование, установленная мощность) участка цеха.

Для иллюстрации расчетные нагрузки определены по исходным данным 0-го варианта табл. 2.4; 2.5). Расчет нагрузки выполнен в виде табл. 2.6. В первой графе указываются наименования сетевых узлов

(ШР1, ШР2, осветительная нагрузка) и номера ЭП из табл. 2.4 в соответствии с вариантом задания, указанным преподавателем.

Таблица 2.4

Исходные данные

Номер варианта	Номера потребителей, присоединенных к силовому шкафу		Расчетная осветительная нагрузка	
	ШР1	ШР2	P_{p0} , кВт	Q_{p0} , квар
0	1-3, 11, 12, 101	71-75	3,5	0,5
1	111-115	101-106	10,5	-
2	1, 11, 41, 81, 101	12, 13, 91, 62	28,8	4,6
3	21-26, 31-33	1-5, 91	36,9	14,1
4	111-113, 91, 1, 21	61-63, 71, 76	54,2	12,3
5	101-103, 91, 92	81-86	9,5	-
6	7, 14, 71-73	21-24, 47-49	8,0	-
7	29-30, 41	1-4, 11-13	21,5	7,9
8	4, 6, 8, 9, 13	28, 32, 48, 61, 92	31,8	6,5
9	11-18	21-25, 94	4,5	1,1
10	5, 7-10	21, 91, 102-104	3,9	-
11	2-4, 21-26	5, 27, 17, 101	14,6	3,5
12	10, 11-13, 101	14-16, 91-92	21,8	5,6
13	6, 16, 26-30	31, 41, 61, 71	15,1	2,8
14	14-18, 21-23	81-86, 93	3,6	1,2
15	7, 8, 81, 93, 101	6, 21, 41, 51, 71	5,9	2,3
16	9, 71-73, 104	7, 11-14, 51	7,8	1,9
17	12, 94, 103-106	1-3, 28-30	5,6	1,5
18	13, 84, 93, 102, 103	12, 15, 1, 26	3,9	-
19	19, 94, 101-105	3-5, 13-15	8,0	-
20	61-64, 71-76	77-80, 101, 91	11,5	-
21	51, 62, 72, 83, 93, 102	1-4, 19, 20, 30	18,1	4,9
22	30, 65-70	80, 85-90, 110	13,6	2,5
23	91, 92, 101-105	116-120, 11	4,5	-
24	2, 15, 22, 38	1, 12-14, 35-37	7	-
25	4-6, 16-18	7-10, 101-104	6,5	1,5

Исходные данные

Номера потребителей	Установленная мощность единичного потребителя, кВт	Наименование потребителей
1-10	7	Токарные станки
11-20	3	Сверлильные станки
21-30	2,5	Точильное оборудование
31-40	10,5	Штамповочные прессы
41-50	14	Строгальные станки
51-60	8,5	Револьверные станки
61-70	2,8	Шлифовальные станки
71-80	4,5	Фрезерные станки
81-90	3,5	Печи сопротивления
91-100	4 кВ·А	Сварочные трансформаторы
101-110	5	Насосы
111-120	1,5	Вентиляторы

В графе 2 приводятся наименования ЭП из таблицы 2.5 в соответствии с их номерами.

В графе 3 – количество ЭП одинаковой мощности

В графе 4 – номинальная установленная мощность одного (единичного) ЭП.

В графе 5 – суммарная номинальная мощность.

В графах 6, 7 и 8 записываются справочные данные из табл. 2.3. В итоговой строке в графе 6 указывается значение группового коэффициента использования $(K_{и} = \frac{\sum k_{и} p_{н}}{\sum p_{н}})$, в графе 7 $\operatorname{tg} \varphi$

$(\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{см}}{P_{см}} = \frac{\sum k_{и} p_{н} \operatorname{tg} \varphi}{\sum k_{и} p_{н}})$ и в графе 8 соответствующий ему $\cos \varphi$.

В графах 9 и 10 – соответственно значения $k_{и} p_{н}$ и $k_{и} p_{н} \operatorname{tg} \varphi$ в итоговых строках приводятся суммы этих значений.

В графах 11, 12, 13, 14, 15, 16 заполняются только итоговые строки. В графе 11 значение, вычисленное по 2.3. В графе 12 указываются значения, принятые по табл. 2.1 или 2.2.

В графах 13, 14, 15, 16 значения, вычисленные соответственно по выражениям 2.1; 2.4 или 2.5 или 2.6; 2.9.

ЗАДАНИЕ 2.1

По исходным данным табл. 2.4 и 2.5 в соответствии с вариантом, заданным преподавателем, определить расчетную нагрузку производственного участка, силовых шкафов ШР1 и ШР2. Расчеты выполнить в форме табл. 2.6.

Таблица 2.6.

Данные для расчета электрических нагрузок

Наименование узла сети, номер ЭП	Наименование ЭП	Количество ЭП, п	Номинальная мощность, кВт		Коэффициент использования K_n	Коэффициент реактивной мощности		$K_n P_n$	$K_n P_n \operatorname{tg}\varphi$	Эффективное число ЭП $n_s = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2}$	Коэффициент расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
			одного ЭП, p_n	общая $P_n = \sum p_n$		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$					активная, кВт	реактивная, квар	полная, кВт·А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШР 1-3	Токарный станок	3	7	21	0,14	0,5	1,732	2,94	5,0						
11,12	Сверлильный станок	2	3	6	0,13	0,5	1,752	0,781	1,35						
101	Насос	1	5	5	0,7	0,85	0,62	3,5	2,17						
Итого по ШР1				32	0,23	0,65	1,18	7,22	8,52	5	1,65	11,9	9,37	15,1	22,9
ШР2 71-75	Фрезерный станок	5	4,5	22,5	0,12	0,5	1,732	2,7	4,68						
Итого по ШР2				22,5	0,12	0,5	1,732	2,7	4,68	5	2,54	6,86	5,15	8,58	13,0
Осветительная нагрузка															
Итого по участку				54,5	0,18	0,6	1,33	9,92	13,2	10	1,5	18,76	14,52	23,68	35,9

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Определение расчетных электрических нагрузок вспомогательными методами

Краткие теоретические сведения. К вспомогательным методам определения расчетных нагрузок относятся: а) метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы; б) метод коэффициента спроса (K_c); в) метод удельной мощности на единицу площади.

Метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы. Согласно этому методу расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p = P_c = \Pi w_0 / T ; \quad (3.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (3.2)$$

где Π – количество продукции (или объем работы), выпускаемой (или выполняемой) за время T ;

w_0 – удельный расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы;

$\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{V_T}{W_T} , \quad (3.3)$$

где V_T , W_T – расходы соответственно реактивной и активной энергии за время T .

Метод удельного расхода электроэнергии рекомендуется применять при достаточно устойчивых значениях W_0 и наличии соответствующей базы данных об электропотреблении (удельных норм расхода электроэнергии).

Метод коэффициента спроса (K_c). Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы электроприемников определяют по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_H ; \quad (3.4)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (3.5)$$

где K_c и $\operatorname{tg} \varphi$ принимаются для характерной группы электроприемников по справочным материалам.

Основной недостаток данного метода состоит в том, что величина коэффициента спроса принимается одинаковой для всех электроприемников. Такое допущение возможно только при высоких значениях коэффициентов использования и эффективного числа электроприемников.

Данный метод рекомендуется применять при отсутствии конкретных данных об электроприемниках, наличии их суммарной установленной мощности по цеху (участку) и общего характерного режима их работы.

Метод удельной мощности на единицу площади. Расчетная нагрузка по данному методу определяется по одной из следующих формул:

$$P_p = p_{\text{уд.р}} \cdot F; \quad (3.6)$$

$$P_p = p_{\text{уд.уст}} \cdot F \cdot K_c; \quad (3.7)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.8)$$

где $p_{\text{уд.р}}$ – удельная расчетная активная мощность на единицу площади, кВт/м²;

$p_{\text{уд.уст}}$ – удельная установленная активная мощность на единицу площади, кВт/м²;

F – площадь размещения электроприемников, м².

Этот метод рекомендуется применять при относительно равномерном распределении электроприемников по площади помещения. Наиболее точные результаты получаются при большом количестве электроприемников и малой их мощности.

Характерным примером применения формулы (3.7) является определение расчетной нагрузки от источников света при общей равномерной системе освещения.

Формула 3.6 применяется для определения нагрузки жилых домов микрорайона (квартала). В этом случае под $p_{\text{уд.р}}$ понимается удельная расчетная нагрузка жилых домов, а под F – общая площадь жилых домов микрорайона (квартала).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{\text{р.ж.д.}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = p_{\text{кв.уд}} \cdot n + 0,9 \left(K'_c \sum_1^{n_{\text{л}}} P_{\text{л}_i} + K''_c \sum_1^m P_{\text{ст.у}_i} \right), \quad (3.9)$$

где $p_{\text{кв.уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир;

n – количество квартир;

0,9 – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников;

$P_{\text{л}_i}$ – установленная мощность электродвигателя лифта;

$n_{\text{л}}$ – количество лифтовых установок;

$P_{\text{ст.у}_i}$, m – соответственно мощность и количество электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств;

K'_c , K''_c – коэффициенты спроса.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ (или на шинах 0,4 кВ ТП) при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$P_{\text{рл}} = P_{\text{зд.мах}} + \sum_1^n K_{y_i} P_{\text{зд}_i}, \quad (3.10)$$

где $P_{\text{зд.мах}}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{\text{зд}_i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии;

K_{y_i} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий и (или) жилых домов.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий принимаются по проектам электрооборудования этих зданий или по укрупненным удельным расчетным нагрузкам по формулам (3.6), (3.8).

Расчетная электрическая нагрузка в системах электроснабжения на уровнях напряжением выше 1 кВ (РП, ГПП и др.) определяются по формулам:

$$P_{\text{р}\Sigma} = (\sum P_{\text{рн}} + \sum P_{\text{рв}} + \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{л}}) K_{\Sigma}; \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (\sum Q_{\text{рн}} + \sum Q_{\text{рв}} + \Delta Q_{\text{т}} + \Delta Q_{\text{л}}) K_{\Sigma}; \quad (3.12)$$

$$S_{\text{р}\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{р}\Sigma})^2 + (Q_{\text{р}\Sigma})^2}; \quad (3.13)$$

где $\sum P_{рн}$, $\sum Q_{рн}$ – суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение до 1 кВ;

$\sum P_{рв}$, $\sum Q_{рв}$ – суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение выше 1 кВ (высоковольтных потребителей);

ΔP_T , ΔQ_T – потери мощности соответственно активные и реактивные в силовых трансформаторах 6÷35 кВ (до окончательного выбора мощности трансформаторов можно принимать $\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{рн}$; $\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{рн}$, где

$$S_{рн} = \sqrt{(\sum P_{рн})^2 + (\sum Q_{рн})^2}; \quad (3.14)$$

$\Delta P_{л}$, $\Delta Q_{л}$ – потери мощности соответственно активные и реактивные в высоковольтных линиях (линиях питающих ТП 6÷35 кВ) (до окончательного выбора параметров линий электропередачи можно принимать $\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_{рн}$; $\Delta Q_{л} \approx 0$ – для кабельных линий электропередачи; $\Delta Q_T = (0,02 \dots 0,03)S_{рн}$ – для воздушных линий электропередачи);

K_{Σ} – коэффициент одновременности максимумов нагрузки ($K_{\Sigma} = 0,85 \dots 0,95$).

Пример определения расчетной нагрузки распределительной подстанции (РП-10 кВ).

От РП питаются три цеха, установленные мощности, которых приведены в табл. 3.1 (для примера приняты исходные данные для 0-го варианта задания). В табл. 3.2 в соответствии с номером цеха указаны его наименование, размеры (длина, ширина), средние коэффициенты спроса силовой и осветительной нагрузок, коэффициент мощности нагрузки, удельная установленная осветительная нагрузка. Определение расчетной нагрузки выполнено в виде табл. 3.3

В примечаниях к табл. 3.3 указаны основные формулы, по которым выполнялся расчет. Приведены расчеты потерь мощности в линиях и трансформаторах внутризаводской электрической сети и определение полной расчетной мощности РП.

ЗАДАНИЕ № 3

В соответствии с вариантом задания, указанным преподавателем по табл. 2.1 необходимо определить расчетную нагрузку распределительной подстанции.

тельной подстанции, от которой питаются три потребителя. Результаты расчетов оформить в виде табл. 3.3.

Таблица 3.1

Исходные данные

№ варианта	Установленная мощность цеха (потребителя), кВт						
	Номер цеха по табл. 2.3						
	1	2	3	4	5	6	7
0	-	2800	-	3600	600	-	-
1	4600	-	1800	-	-	900	-
2	-	-	2500	4000	-	-	100
3	2900	1900	-	-	300	-	-
4	-	-	950	-	-	300	50
5	1850	-	-	2200	-	400	-
6	-	1500	-	-	200	-	30
7	-	-	1400	-	250	500	-
8	3100	2200	-	2900	-	-	-
9	-	-	1000	-	150	300	-
10	2700	-	2100	-	-	-	75
11	-	3000	-	2500	-	700	-
12	-	-	3200	-	185	-	90
13	-	-	-	4500	120	1200	-
14	5200	3600	-	-	-	-	60
15	-	-	5800	3900	-	1100	-
16	-	4200	-	-	280	-	50
17	3500	-	4100	-	-	800	-
18	-	2800	-	5200	-	-	40
19	2100	-	1500	-	120	-	-
20	-	1900	-	2600	-	600	-
21	2800	1800	1100	-	-	-	-
22	-	-	-	4800	400	-	20
23	4100	2600	-	-	-	1300	-
24	-	1500	2000	-	-	600	-
25	1900	-	-	2600	-	-	70

Таблица 3.2

Исходные данные

№ цеха	Наименование цеха (потребителя)	Длина, ширина, м	Силовая нагрузка		Осветительная нагрузка	
			K_c	$\cos\varphi$	K_{co}	$P_{уд.уст}$ Вт/м ²
1	Кузнечно-прессовый	120×80	0,25	0,65	0,8	17,6
2	Механосборочный	100×30	0,6	0,75	0,95	25,5
3	Механический	80×50	0,3	0,6	0,85	18,9
4	Главный корпус	75×28	0,5	0,7	0,95	20,1
5	Заводоуправление	35×30	0,8	0,9	0,95	30,0
6	Блок вспомогательных цехов	60×40	0,4	0,5	0,9	19,2
7	Склад	100×50	0,55	0,7	0,8	16,2

Таблица 3.3

Результаты расчета

№ цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Совместная силовая и осветительная нагрузки		
		P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	F_1 , м ²	$P_{уд.уст.}$, Вт/м ²	K_{co}	$P_{но}$, кВт	$P_{р.о.}$, кВт	$P_{pc}+P_{р.о.}$, кВт	Q_{pc} , квар	S_p , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	Механосборочный	2800	0,6	0,75	0,88	1680	1478,4	3000	25,5	0,95	76,5	72,7	1752,7	1478,4	2292,9
4	Главный корпус	3600	0,5	0,7	1,0	1800	1800	2100	20,1	0,95	42,2	40,1	1840,1	1800	2574,0
5	Заводоуправление	600	0,8	0,9	0,48	480	230,4	1050	30,0	0,95	31,5	29,9	509,9	230,4	559,5
Итого													4102,7	3508,8	5398,5
Итого по РП с учетом потерь													4154,1	3846,3	5661,3

Примечания: $P_{pc} = K_c P_n$; $Q_{pc} = P_{pc} \operatorname{tg}\varphi$; $S_p = \sqrt{(P_{pc} + P_{р.о.})^2 + Q_{pc}^2}$;

$$P_{но} = p_{уд.уст.} \cdot F; P_{р.о.} = K_{co} \cdot P_{но};$$

$$P_{p.з} = (\sum P_{p.нн} + \Delta P_T + \Delta P_L) \cdot K_c; Q_{p.з} = (\sum Q_{p.нн} + \Delta Q_T) K_\Sigma;$$

$$\Delta P_T = 0,02 S_{p.нн}; \Delta P_T = 0,02 \cdot 5398,5 = 108 \text{ кВт}; \Delta Q_T = 0,1 S_{p.нн}; \Delta Q_T = 0,1 \cdot 5398,5 = 539,9 \text{ квар};$$

$$\Delta P_L = 0,03 S_{p.нн}; \Delta P_L = 0,03 \cdot 5398,5 = 162 \text{ кВт};$$

$$S_{p.нн} = \sqrt{(1840,1 + 1752,7 + 509,9)^2 + (1800 + 1478,4 + 230,4)^2} = 5398,5 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$P_{p.рп} = (4102,7 + 108 + 162) \cdot 0,95 = 4154,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.рп} = (3508,8 + 539,9) \cdot 0,95 = 3846,3 \text{ квар}; S_{p.рп} = \sqrt{4154,1^2 + 3846,3^2} = 5661,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Определение потерь мощности и энергии в системах электроснабжения

Потери активной мощности и электроэнергии в элементах СЭС складываются из:

- потерь холостого хода
- нагрузочных потерь.

Потери холостого хода не зависят от нагрузки элементов СЭС и возникают из-за перемагничивания, ионизации воздуха возле проводов воздушных линий 220 кВ и выше (потери на корону), токов утечки из-за несовершенства изоляции и т.д. Эти потери для различных элементов указываются в виде абсолютных или удельных величин в паспортных данных или в справочниках.

Нагрузочные потери являются тепловыми потерями, которые изменяются прямо пропорционально квадрату тока, протекающего через активное сопротивление элемента СЭС.

4.1. Потери активной мощности в линиях

Потери активной мощности в линии электропередачи ($\Delta P_{\text{л}}$), идущие на нагревание проводников, рассчитываются по выражению:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R, \quad (4.1)$$

где I – ток линии;

R – реактивное сопротивление провода или жилы кабеля, определяемое как

$$R = r_0 \cdot l, \quad (4.2)$$

где r_0 – удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км;

l – длина линии, км.

Величины r_0 , полученные экспериментальным путем, указываются в таблицах физико-технических данных проводов и кабелей приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Марка и сечение	Ток, А	Сопротивление жилы, Ом/км			
		активное	индуктивное при напряжении, кВ		
			1	6	10
3×35	90	0,894	0,0637	0,087	0,095
3×50	110	0,625	0,0625	0,083	0,09
3×70	140	0,447	0,0612	0,08	0,086
3×95	170	0,329	0,0602	0,078	0,083
3×120	200	0,261	0,0602	0,076	0,081
АС 120/19	313	0,06			0,28
АС 150/24	365	0,06			0,22
АС 185/29	425	0,05			0,18
АС 300/40	600	0,06			0,12
АС 400/51	750	0,04			0,11

При представлении нагрузки линии мощностями

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S^2 \cdot R}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (4.3)$$

В этом случае потери активной электроэнергии $\Delta W_{\text{л}}$ подсчитываются по выражению

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot R \cdot \sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i, \quad (4.4)$$

где I_i – среднее значение тока для i -й ступени графика;

Δt – длительность i -го интервала осреднения нагрузки;

m – число ступеней графика.

Потери электроэнергии при проектировании могут определяться также следующими методами:

1) по среднеквадратическому току $I_{\text{СК}}$ и времени действительной работы линии $T_{\text{р}}$;

2) по максимальному току I_{max} и времени максимальных потерь τ .

Среднеквадратический ток линии при известном графике ее нагрузки

$$I_{\text{ск}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m I_i^2 \cdot \Delta t_i}{T_p}}. \quad (4.5)$$

В общем случае среднеквадратический ток линии может быть выражен как

$$I_{\text{ск}} = K_{\phi} \cdot I_c, \quad (4.6)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки,

I_c – средний ток линии за время T_p :

$$I_c = \frac{\sum_{i=1}^m I_i \cdot \Delta t_i}{T_p}. \quad (4.7)$$

Потери активной электроэнергии за время T_p определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{ск}}^2 \cdot R \cdot T_p. \quad (4.9)$$

При расчете потерь данным методом существуют некоторые трудности при определении величины $I_{\text{ск}}$.

Поэтому в практике проектирования более распространен метод расчета потерь электроэнергии по максимальному току линии I_{max} в качестве которого принимается расчетный ток I_p , и времени максимальных потерь τ .

В этом случае потери активной электроэнергии в линии за год

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau, \quad (4.8)$$

Время максимальных потерь это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии в линии будут такими же, что и при нагрузке, изменяющейся по действительному графику

Время максимальных потерь определяется по графику (рис. 4.1), таблице 4.2.

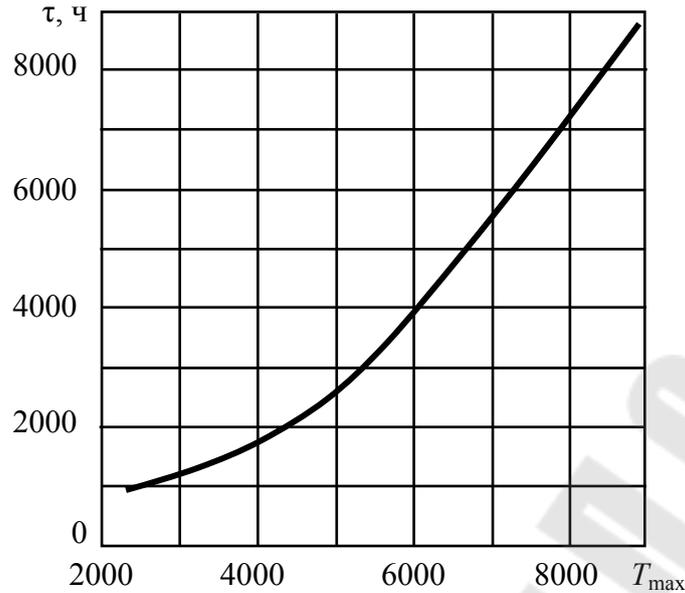


Рис. 4.1. Зависимость времени максимальных потерь от T_{\max}

Таблица 4.2

Зависимость времени максимальных потерь от T_{\max}

T_{\max} , час	τ , час	T_{\max} , час	τ , час
3000	1300	5500	3650
3500	1650	6000	4300
4000	2000	6500	5000
4500	2500	7000	5700
5000	3000	7500	6450

Для графиков типовой формы и $\cos\varphi = 0,8$ годовое время максимальных потерь допускается ориентировочно определять по такому эмпирическому выражению [10]

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (4.9)$$

Каждый потребитель имеет свой характерный график нагрузки и соответствующее значение T_{\max} , которое определяется по выражению

$$T_{\max} = \frac{P_c \cdot 8760}{P_{\max}}. \quad (4.10)$$

Расчет потерь реактивной мощности и электроэнергии в линии электропередачи осуществляется по аналогичным выражениям, в которых вместо R подставляется реактивное сопротивление X определяемое по формуле

$$X = x_0 \cdot l, \quad (4.11)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

4.2. Потери активной мощности в двухобмоточных трансформаторах

Потери активной мощности в двухобмоточной трансформаторе вычисляются по выражению:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot \beta^2, \quad (4.12)$$

где ΔP_{XX} и ΔP_{K3} – активные потери холостого хода (XX) и короткого замыкания (КЗ) в трансформаторе;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

Аналогично выражаются потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + \Delta Q_{K3} \cdot \beta^2, \quad (4.13)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода в трансформаторе;

ΔQ_{K3} – потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке.

Потери холостого хода, идущие на намагничивание трансформатора определяются как

$$\Delta Q_{XX} = I_{XX} \cdot S_{НОМ} / 100, \quad (4.14)$$

где I_{XX} – ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Потери реактивной мощности при номинальной нагрузке трансформатора, вызванные рассеянием магнитного потока, вычисляются по формуле

$$\Delta Q_{K3} = U_{K3} \cdot S_{НОМ} / 100, \quad (4.15)$$

где U_{K3} – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Величина коэффициента загрузки определяется в зависимости от полной мощности нагрузки и мощности трансформатора $S_{Н.Т}$:

$$B = S_{НАГ} / S_{НОМ}. \quad (4.16)$$

Если в качестве $S_{Н.Т}$ принять среднеквадратическую полную мощность нагрузки $S_{с.к.}$, то потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе подсчитываются по выражениям

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot T_B + \Delta P_{k3} (S_{ck}/S_{ном})^2 T_p \quad (4.17)$$

где T_B – полное число часов включения трансформатора;

T_p – число часов работы трансформатора с нагрузкой в рассматриваемом периоде.

В тех случаях, когда β_T определяется по максимальной полной мощности нагрузки S_{max} , потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot T_B + \Delta P_{k3} (S_{max}/S_{ном})^2 \tau \quad (4.18)$$

Если на общую нагрузку S работают параллельно N_T трансформаторов одинаковой единичной мощности $S_{ном}$ то суммарные активные и реактивные потери составят соответственно:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \Delta P_{k3} \cdot \beta^2 / N_T \quad (4.19)$$

$$\Delta W_T = \Delta P_{xx} \cdot T_B \cdot N_T + \Delta P_{k3} (S_{max}/S_{ном})^2 \cdot \tau / N_T \quad (4.20)$$

При расчетах потерь электроэнергии в элементах СЭС годовое число часов работы промышленных предприятий может быть принято по таблице 4.3.

Таблица 4.3

Годовое число часов работы промышленных предприятий

Продолжительность смены, ч	Годовое число часов при числе смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Каталожные данные трансформаторов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Каталожные данные трансформаторов

Марка	Параметры трансформаторов				
	P_{xx} , кВт	P_{k3} , кВт	U_{k3} , %	I_{xx} , %	X , Ом
ТМЗ-630/10/0,4					51,6
ТМЗ-1000/10/0,4	2,45	11	5,5	1,4	49,8
ТМЗ-1600/10/0,4	3,3	16,5	5,5	1,3	49,2
ТМЗ-2500/10/0,4	3,85	23,5	6,5	1	31,9
ТДН-10000/110/10	14	58	10,5	0,9	139
ТРДН – 25000/110/10	25	120	10,5	0,65	55,5
ТРДН – 32000/110/10	35	145	10,5	0,6	82
ТРДН – 40000/110/10	44	170	10,5	0,55	34,7
ТРДН – 63000/110/10	50	245	10,5	0,5	41,6

Пример 1

Определить потери активной энергии за год в трехфазной линии. Линия выполнена кабелем АСБ-10 (3х70), протяженностью 7,5 км, питающей предприятие с трехменным режимом работы. Годовой расход электроэнергии составляет 10200 тыс. кВт·ч при максимальном токе нагрузки 120А и $\cos\varphi = 0,82$.

Решение

Удельное сопротивление кабеля $r_0 = 0,447$ Ом/км

$$R = r_0 \cdot l = 0,447 \cdot 7,5 = 3,35 \text{ Ом.}$$

Максимальная активная нагрузка предприятия

$$P_M = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_M \cdot \cos\varphi = 1,732 \cdot 10 \cdot 120 \cdot 0,82 = 1700 \text{ кВт.}$$

Число часов использования максимум нагрузки

$$T_{\text{и}} = W_{\text{г}} / P_M = 10200000 / 1700 = 6000 \text{ ч;}$$

$$\tau = 4700 \text{ ч.}$$

Потери активной энергии в линии

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 120^2 \cdot 3,35 \cdot 4700 \cdot 10^{-3} = 681,7 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Величину потерь можно определить по среднеквадратичному току.

Среднее значение тока

$$I_{\text{ср}} = W_{\text{г}} / (T_{\text{г}} \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi) = 10200 / (8760 \cdot 1,732 \cdot 10 \cdot 0,82) = 83 \text{ А.}$$

Приняв $K_{\text{ф}} = 1,07$ получим, $I_{\text{ск}} = 83 \cdot 1,07 = 88 \text{ А.}$

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\text{ск}}^2 \cdot R \cdot T_{\text{г}} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 88^2 \cdot 3,35 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 681,7 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

В % потери равны

$$\Delta W = 681,7 / 10200 = 7 \text{ \% .}$$

Пример 2

Определить количество передаваемой энергии, если максимальная нагрузка составляет 580 кВт·А при среднем $\cos\varphi = 0,82$ и $T_M = 5500$ ч. Трансформатор мощностью 630 кВт·А на напряжение 10/0,38 кВ. Каталожные данные трансформатора:

$$\Delta P_{xx} = 1,31 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт}; \tau = 4000 \text{ ч};$$

Определить нагрузку, обеспечивающую равенство потерь холостого хода и нагрузочных потерь.

Решение

1. Годовые потери активной энергии

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= \Delta P_{xx} \cdot T_B + \Delta P_{кз} (S_{\max} / S_{\text{НОМ}}) \cdot 2 \cdot \tau = \\ &= 1,31 \cdot 8760 + 7,6 \cdot (580 / 630) \cdot 2 \cdot 4000 = 44,6 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Потребляемая энергия составляет

$$W_{\Pi} = S_{\max} \cdot T_M \cdot \cos \varphi = 580 \cdot 0,82 \cdot 5500 = 2615 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество передаваемой энергии

$$W_{\text{ПОТ}} = \Delta W_T + W_{\Pi} = 44,6 + 2615 = 2659,6 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

2. $\Delta P_{xx} = \Delta P_{кз} (S_H / S_{\text{НОМ}})^2$;

$$S_H = \sqrt{\Delta P_{xx} \cdot (S_{\text{НОМ}})^2 / \Delta P_{кз}} = \sqrt{1,31 \cdot 630^2 / 7,6} = 261,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Задание

Определить количество передаваемой энергии, если максимальная нагрузка составляет S кВ·А при среднем $\cos \varphi$ и T_M .

Определить нагрузку, обеспечивающую равенство потерь холостого хода и нагрузочных потерь.

Определить $\cos \varphi$ при котором потери активной мощности соответствуют ΔP_T . Исходные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Исходные данные к заданию

Вариант	Марка трансформатора	Линия	Длина линии, км	P_{\max} , кВт	ΔP , кВт
1	ТМЗ-630/10/0,4	АС 120/19	5	520	20
2	ТМЗ-1000/10/0,4	АС 150/24	3	630	40
3	ТМЗ-1600/10/0,4	АС 185/29	7	1200	80
4	ТМЗ-2500/10/0,4	АС 300/40	10	1800	120
5	ТДН-10000/110/10	АС 400/51	12	9600	180
6	ТРДН – 25000/110/10	АС 120/19	4	18600	200
7	ТРДН – 32000/110/10	АС 150/24	6	26400	240
8	ТРДН – 40000/110/10	АС 185/29	14	32000	320
9	ТРДН – 63000/110/10	АС 300/40	8	56000	400
10	ТМЗ-630/10/0,4	АС 120/19	5	480	20
11	ТМЗ-1000/10/0,4	АС 150/24	4	680	40
12	ТМЗ-1600/10/0,4	АС 185/29	9	1400	80

Вариант	Марка трансформатора	Линия	Длина линии, км	P_{\max} , кВт	ΔP , кВт
13	ТМЗ-2500/10/0,4	АС 300/40	5	2000	120
14	ТДН-10000/110/10	АС 400/51	3	8000	180
15	ТРДН – 25000/110/10	АС 120/19	7	20000	200
16	ТРДН – 32000/110/10	АС 150/24	10	26000	240
17	ТРДН – 40000/110/10	АС 185/29	12	30000	320
18	ТРДН – 63000/110/10	АС 300/40	4	40000	400
19	ТМЗ-630/10/0,4	АС 120/19	6	400	20
20	ТМЗ-1000/10/0,4	АС 150/24	14	600	40
21	ТМЗ-1600/10/0,4	АС 185/29	8	1000	80
22	ТМЗ-2500/10/0,4	АС 300/40	5	2400	120
23	ТДН-10000/110/10	АС 400/51	4	7000	180
24	ТРДН – 25000/110/10	АС 120/19	9	22000	200
25	ТРДН – 32000/110/10	АС 150/24	5	28000	240
26	ТРДН – 40000/110/10	АС 185/29	3	28000	320
27	ТРДН – 63000/110/10	АС 300/40	7	6000	400
28	ТМЗ-630/10/0,4	АС 120/19	10	300	30
29	ТМЗ-1000/10/0,4	АС 150/24	12	600	50
30	ТМЗ-1600/10/0,4	АС 185/29	4	1500	90

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Выбор защитных аппаратов и проводников электроприемников напряжением до 1 кВ

Краткие теоретические сведения. Основными видами защит электрических сетей и электроприемников напряжением до 1 кВ являются защиты от перегрузки и токов короткого замыкания (КЗ). Защита от токов КЗ должна осуществляться для всех электрических сетей и электроприемников.

В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели и предохранители.

Для защиты электродвигателей от перегрузки и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз, применяются также тепловые реле магнитных пускателей.

Выбор аппаратов защиты (предохранителей, автоматов) выполняется с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи.
2. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей необходимо выбирать по возможности меньшими по длительным расчетным токам с округлением до ближайшего большего стандартного значения.
3. Аппараты защиты не должны отключать установку при кратковременных перегрузках, возникающих в условиях нормальной работы, например, при пусках электродвигателей.
4. Время действия аппаратов защит должно быть по возможности меньшим и должна быть обеспечена селективность (избирательность) действия защиты при последовательном расположении аппаратов защит в электрической цепи.
5. Ток защитного аппарата (номинальный ток плавкой вставки, номинальный ток или ток срабатывания расцепителя автомата) должен быть согласован с допустимым током защищаемого проводника.
6. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух- и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтрали сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Надежное отключение токов КЗ в сети напряжением до 1 кВ обеспечивается в том случае, если отношение наименьшего однофазного расчетного тока КЗ ($I'_{кз}$) к номинальному току плавкой вставки предохранителя ($I_{н.вст}$) или расцепителя автоматического выключателя ($I_{н.р}$), имеющего обратозависимую от тока характеристику будет не менее 3, а во взрывоопасных зонах соответственно:

$$\frac{I'_{кз}}{I_{н.вст}} \geq 4; \quad \frac{I'_{кз}}{I_{н.р}} \geq 6. \quad (5.1)$$

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), для автоматов с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки тока мгновенного срабатывания ($I_{ср.р}$) должна быть не менее 1,4, а для автоматов с номинальным током более 100 А – не менее 1,25.

Однако, в сетях, защищаемых только от токов КЗ (не требующих защиты от перегрузки), за исключением протяженных сетей, допускается не выполнять расчетной проверки кратности токов КЗ к токам защитных аппаратов, если обеспечено согласование защитного аппарата с допустимым током защищаемого проводника.

3.1. Выбор плавких вставок предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется по величине длительного расчетного тока (I_p):

$$I_{н.вст} \geq I_p, \quad (5.2)$$

и по условию перегрузок пиковыми токами

$$I_{н.вст} \geq I_{п}/\alpha, \quad (5.3)$$

где $I_{п}$ – пиковый (максимальный кратковременный) ток;

α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки;

$\alpha = 2,5$ – для легких пусков с длительностью пуска до 5 с, а также при редких пусках (насосы, вентиляторы, станки и т.п.) и при защите магистрали;

$\alpha = 2$ – для тяжелых условий пуска, а также при частых (более 15 раз в час) пусках (краны, дробилки, центрифуги и т.п.);

$\alpha = 1,6$ – для ответственных электроприемников.

При выборе предохранителя для одиночного электроприемника в качестве I_p принимается его номинальный ток i_n , а в качестве $I_{п}$ – пусковой ток $i_{пуск}$.

Для линий, питающих группу электроприемников, максимальный пиковый ток определяется:

$$I_{п} = I'_{пуск} + I'_p \quad (5.4)$$

где $I'_{пуск}$ – пусковой ток электроприемника или группы одновременно включаемых электроприемников, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшей величины;
 I'_p – длительный расчетный ток, определяемый без учета рабочего тока пускаемых электроприемников.

При отсутствии данных о количестве одновременно пускаемых электроприемников пиковый ток линии может быть определен по формуле:

$$I_{пик} = i_{п. max} + (I_p - k_{и} i_{нп}), \quad (5.5)$$

где $i_{п. max}$ – наибольший пусковой ток электроприемника группы;
 I_p – расчетный по нагреву ток группы электроприемников;
 $i_{нп}$ – номинальный ток электроприемника с наибольшим пусковым током;
 $k_{и}$ – коэффициент использования электроприемника с наибольшим пусковым током.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, защищающего ответвление к сварочному аппарату, выбирается из соотношения:

$$I_{н.вст} \geq 1,2 \cdot i_{н.с} \sqrt{ПВ}, \quad (5.6)$$

где $i_{н.с}$ – номинальный ток сварочного аппарата при паспортной продолжительности включения ($ПВ$).

Допускается $I_{н.вст}$ для сварочного аппарата принимать равным допустимому току провода, питающего сварочный аппарат.

Выбранные плавкие вставки должны обеспечивать также селективность (избирательность) срабатывания. Это значит, что при КЗ на каком-либо участке сети должна перегореть плавкая вставка предохранителя только этого поврежденного участка. В общем случае защита считается селективной, когда характеристики срабатывания ап-

паратов защиты последовательно расположенных в цепи с учетом зон разброса характеристик не пересекаются.

Учитывая, что разница во времени срабатывания плавких вставок с ростом тока КЗ и в области больших токов КЗ уменьшается, а также тот фактор, что с многократным повторением циклов нагрева время срабатывания предохранителя высшей ступени может уменьшаться для обеспечения селективности срабатывания каждый предохранитель на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь плавкую вставку не менее, чем на две ступени выше, чем предыдущий.

Пример

Рассчитать ток и выбрать плавкий предохранитель для защиты линии, по которой питается электроприемник (электродвигатель) со следующими данными:

$$P_H = 18,5 \text{ кВт}; \cos \varphi_H = 0,82; \eta_H = 87 \%; U_H = 380 \text{ В}.$$

Решение

Определяем длительный расчетный ток линии:

$$I_p = i_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H \cos \varphi_H \eta_H} = \frac{18,5}{1,73 \cdot 0,380 \cdot 0,82 \cdot 0,87} = 39,6 \text{ А}.$$

$$\text{Пусковой ток: } I_{II} = i_H \frac{I_{II}}{I_H} = 39,6 \cdot 7 = 277,2 \text{ А}.$$

По длительному току $I_{H.вст} \geq 39,6 \text{ А}.$

По кратковременному току с учетом условий пуска

$$I_{H.вст} \geq \frac{I_{II}}{\alpha} \geq \frac{277,2}{2,5} \geq 110,9 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПН2-250 с $I_{H.вст} = 120 \text{ А}.$

ЗАДАНИЕ № 5.1

Рассчитать токи электроприемников и выбрать плавкие предохранители в распределительном шкафу, схема которых приведена на рис. 5.1.

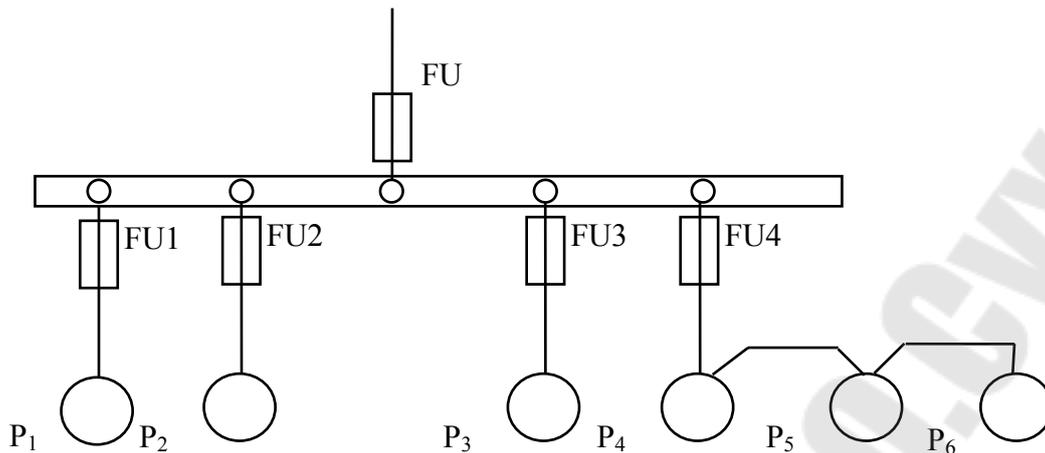


Рис. 5.1. Схема распределительной сети

Таблица 5.1

Исходные данные

№ вар.	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	19,6	17,3	3,7	4,3	11,0	9,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
2	18,1	14,0	7,3	2,5	16,0	21,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
3	13,0	19,3	9,2	4,3	7,8	5,9	0,6	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
4	7,3	14,2	7,0	2,1	23,2	4,5	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,85
5	9,2	7,3	1,1	0,75	14,5	28,0	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
6	4,0	13,5	7,2	3,0	9,8	19,3	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
7	17,5	9,2	3,0	2,2	7,3	8,4	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,8
8	3,5	7,1	5,3	2,3	6,1	19,5	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8
9	8,4	21,3	7,5	4,0	14,6	3,4	0,7	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8
10	11,6	25,3	3,6	0,75	9,3	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,85
11	10,3	16,1	7,4	3,1	4,9	9,5	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,8	0,85
12	17,1	6,3	0,75	0,75	5,7	20,4	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,85
13	4,0	9,3	2,8	1,7	17,1	14,0	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
14	12,8	7,3	4,1	0,8	19,3	6,5	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
15	14,5	14,5	10,0	4,1	7,5	2,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8

5.2. Выбор автоматических выключателей

Номинальные токи автоматического выключателя и расцепителя выбирают по длительному расчетному току линии:

$$I_{н.а} \geq I_p, \quad (5.7)$$

$$I_{н.р} \geq I_p. \quad (5.8)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного или комбинированного расцепителя ($I_{\text{ср.р}}$) проверяется по пиковому току линии $I_{\text{пик}}$:

$$I_{\text{ср.р}} \geq 1,25I_{\text{пик}}, \quad (5.9)$$

Ток срабатывания расцепителя устанавливается изготовителем в зависимости от $I_{\text{н.р}}$

$$I_{\text{ср.р}} = K_{\text{то}} \cdot I_{\text{н.р}},$$

где $K_{\text{то}}$ – кратность тока отсечки.

С учетом (5.9) расчетное значение кратности тока отсечки определяется по выражению:

$$K_{\text{то}} \geq \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{н.р}}}, \quad (5.10)$$

Селективность срабатывания последовательно включенных автоматических выключателей обеспечивается в тех случаях, когда их защитные характеристики не пересекаются. При отсутствии защитных характеристик каждый автомат на схеме сети по мере приближения к ИП должен иметь номинальный ток расцепителя не менее, чем на ступень выше, чем предыдущий.

Пример

Рассчитать ток и выбрать автоматический выключатель для защиты от перегрузки и токов короткого замыкания. Электроприемником является асинхронный двигатель мощностью 11 кВт, $\cos \varphi_{\text{н}} = 0,87$; $\eta_{\text{н}} = 87,5\%$; $\frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{н}}} = 7,5$.

Решение

Определяем длительный расчетный ток

$$I_{\text{р}} = i_{\text{н}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{11}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,87 \cdot 0,875} = 22 \text{ А}.$$

Выберем номинальный ток расцепителя из условия:

$$I_{\text{н.р}} \geq I_{\text{р}} \geq 22 \text{ А}.$$

Автоматический выключатель серии ВА 51-25 с

$$I_{\text{н.а}} = 25 \text{ А}, \quad I_{\text{н.р}} = 25 \text{ А}.$$

Устанавливаем невозможность срабатывания автоматического выключателя при пуске:

$$I_{\text{ср.р}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}}$$

На электромагнитном расцепителе ток трогания установлен на $10 \cdot I_{\text{н.р}}$, значит $I_{\text{ср.р}} = 250 \text{ А}$.

Максимальный кратковременный ток

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п}} = 22 \cdot 7,5 = 165 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.р}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 165 = 206,3 \text{ А}; \quad 250 \text{ А} > 206,3 \text{ А}.$$

ЗАДАНИЕ № 5.2

Рассчитать токи электроприемников и выбрать автоматические выключатели в распределительном шкафу серии ПР8501 (рис. 5.2).

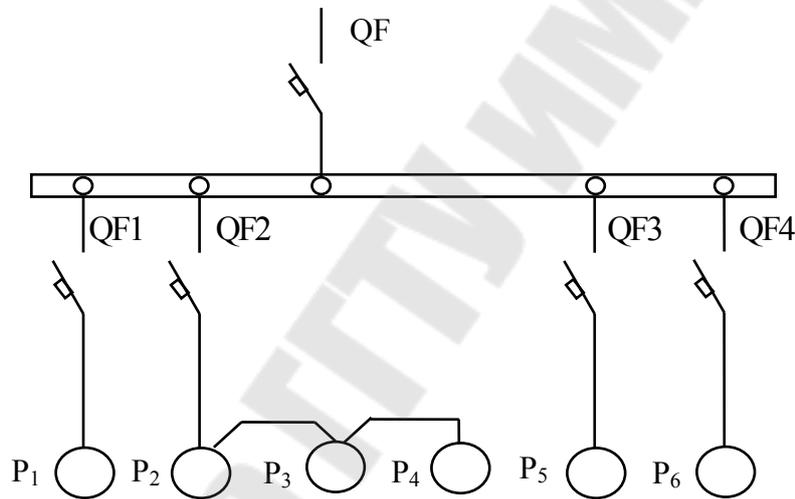


Рис. 5.2. Схема распределительной сети

Таблица 5.2

Исходные данные

№ вар.	P_1 кВт	P_2 кВт	P_3 кВт	P_4 кВт	P_5 кВт	P_6 кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	$\cos\varphi_6$	K_c
1	16,1	14,3	7,3	2,2	21,3	9,2	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85
2	3,8	14,0	2,7	4,0	18,5	3,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
3	12,5	10,3	7,5	1,1	5,2	4,0	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,85
4	1,9	7,3	0,73	0,73	19,3	22	0,8	0,6	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8
5	19,0	7,5	4,0	2,2	13,0	5,5	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
6	4,2	23,1	2,0	2,0	4,9	9,1	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
7	13,3	12,0	2,2	1,1	4,9	8,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8
8	10,0	7,8	2,7	0,75	3,8	2,2	0,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8
9	23,0	3,0	8,3	0,3	4,8	11,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8

10	9,3	10,0	3,2	0,75	5,5	18,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,8
11	7,3	13,5	7,5	3,0	13,0	2,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8	0,85
12	14,5	7,5	3,0	0,75	3,5	18,3	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,7	0,85
13	10,2	8,5	4,0	0,9	18,0	3,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,85
14	8,4	12,6	7,7	3,0	18,5	7,3	0,7	0,8	0,7	0,9	0,8	0,6	0,8
15	15,8	11,0	4,8	2,2	3,9	19,6	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,85

5.3. Выбор магнитных пускателей

Электромагнитный пускатель – это коммутационный аппарат, который предназначен для управления электродвигателями переменного тока.

В исполнении с тепловыми реле пускатели также защищают управляемые электродвигатели от перегрузок недопустимой продолжительности и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз.

Номинальные токи магнитных пускателей выбирают по длительному расчетному току:

$$I_{н.мп} \geq I_p \quad (5.11)$$

Номинальные токи тепловых реле I_n выбирают по длительному расчетному току:

$$I_{н.т} \geq I_p \quad (5.12)$$

Пример

Рассчитать ток и выбрать уставку теплового реле серии РТЛ магнитного пускателя ПМЛ, защищающего от перегрузки электродвигатель мощностью 5,5 кВт, $\cos \varphi_n = 0,85$, $\eta_n = 85,5\%$.

Решение

Определяем длительный расчетный ток электродвигателя

$$I_p = i_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{5,5}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,855} = 11,6 \text{ А}.$$

Выбираем магнитный пускатель серии ПМЛ200004 второй величины с РТЛ-101604, $I_{ном.т.р.} = 14 \text{ А}$.

ЗАДАНИЕ № 5.3

Рассчитать ток и выбрать уставки тепловых реле магнитных пускателей для защиты электродвигателей от перегрузки.

Технические данные электродвигателей

№ варианта	Тип электродвигателя	P_n кВт	$\cos\varphi_n$	η_n , %
1	4A71A4Y3	0,55	0,7	70,5
2	4A71B4Y3	0,75	0,73	72,0
3	4A80A4Y3	1,1	0,81	75,0
4	4A80B4Y3	1,5	0,83	77,0
5	4A90L4Y3	2,2	0,83	80,0
6	4A100S4Y3	3,0	0,83	82,0
7	4A100L4Y3	4,0	0,84	84,0
8	4A132S4Y3	7,5	0,86	87,5
9	4A132M4Y3	11,0	0,87	87,5
10	4A160S4Y3	15,0	0,88	88,5
11	4A160M4Y3	18,5	0,88	89,5
12	4A180S4Y3	22,0	0,9	90,0
13	4A180M4Y3	30,0	0,89	91,0
14	4A200M4Y3	37,0	0,9	91,0
15	4A200L4Y3	45,0	0,90	92,0

5.4. Выбор сечений проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током

Краткие теоретические сведения. При протекании по проводнику (провод, кабель, шина) электрического тока происходит его нагрев, изменяющий физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции, вызывает перегрев контактных соединений, перегорание проводника, что может привести к пожару или взрыву при неблагоприятных условиях окружающей среды.

Максимальная температура нагрева проводника, при которой изоляция его сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется предельно допустимой, а наибольший ток, соответствующий этой температуре – длительно допустимым током по нагреву.

Величина длительно допустимого тока для проводников зависит от его материала, сечения, изоляции, условий охлаждения и т.д.

Установлен длительно допустимая температура жилы проводника – 50 ... 80°C (в зависимости от типа изоляции и напряжения). Установлена также нормативная (условная) температура окружающей среды [1, 2] (25°C – при прокладке проводников внутри и вне помещений в воздухе, 15°C – при прокладке в земле и в воде).

Длительно допустимый ток по нагреву при заданных температурных условиях (допустимой температуры нагрева жил и температуры окружающей среды по нормам) материала проводника и его сечения определяется из уравнения теплового баланса для проводника [1].

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводников из различных материалов при различных условиях прокладки [1].

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный (I_p) и допустимый ($I_{доп}$) токи для проводника принятой марки и с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{п}}, \quad (5.13)$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент, корректирующий допустимый ток на условия прокладки проводов и кабелей, зависящий от температуры земли и воздуха (табл. 4.1);

I_p – расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); для одиночного электроприемника за расчетный ток принимается его номинальный ток, для группы электроприемников, при количестве их до трех – ток, равный сумме номинальных токов электроприемников – расчетный ток, определяемый одним из существующих методов расчета (обычно методом упорядоченных диаграмм).

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, следует принимать по табл. 1.3.4-1.3.7 ПУЭ, как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто (в воздухе), с применением снижающих коэффициентов, указанных в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Таблица 5.5

**Снижающий коэффициент для проводов и кабелей,
прокладываемых в коробах**

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одножильный	многожильный	отдельные электроприемники с коэффициентом использования до 0,7	группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Многослойно и пучками	-	До 4	1,0	-
	2	5-6	0,85	-
	3-9	7-9	0,75	-
	10-11	10-11	0,7	-
	12-14	12-14	0,65	-
	15-18	15-18	0,6	-
Однослойно	2-4	2-4	-	0,67
	5	5	-	0,6

На период ликвидации послеаварийного режима продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток допускается перегрузка для кабелей: с полиэтиленовой изоляцией до 10 % номинальной нагрузки; с поливинилхлоридной – до 15 %, с бумажной – до 25 % [1].

По механической прочности минимальное сечение алюминиевых проводников должно быть не менее 2,5 мм², для медных – 1,5 мм².

Выбранные по нагреву проводники должны быть согласованы с защитным аппаратом:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{п}}}, \quad (5.14)$$

где K_3 – кратность длительно допустимого тока проводника по отношению к номинальному току;

I_3 – номинальный ток срабатывания защитного аппарата.

В сетях, не требующих защиты от перегрузки k_3 принимают:

0,33 – для номинального тока плавкой вставки;

0,8 – для расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратно зависимой от тока характеристикой.

Для проводников с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией в сетях с защитой от перегрузки для расцепителя автоматического выключателя K_3 принимают 1-1,25.

Таблица 5.6

Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см·К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7-9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12-14 %	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8-12 %	200	0,87
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Таблица 5.7

Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

ЗАДАНИЕ № 5.4

Выбрать сечения жил проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током. В табл. 5.8 для каждого варианта задания (графа 1) приведены следующие исходные данные: графа 2 – основные технические данные электроприемника (p_n ; U_n ; η_n ; $\cos \varphi_n$; $PВ$), создающего электрическую нагрузку на проводник или конкретное значение величины расчетной нагрузки проводников от группы электроприемников; графа 3 – расчетная температура окружающей среды (воздух, земля), в которой прокладываются проводники; графа 4 – предполагаемая марка провода (кабеля), для которого необходимо выбрать сечение; графа 5 – предполагаемый способ прокладки проводов (кабелей); графа 6 – нормированная (максимальная) температура жил провода (кабеля), исходя из которой приводятся длительно допустимые токовые нагрузки.

Таблица 4.5

Вариант	Данные электроприемников					Температура окружающей среды, °С	Марка провода, кабеля	Способ прокладки проводников	Нормированная температура жил провода, кабеля, °С
	$P_{н}$, кВт	$U_{н}$, В	$\eta_{н}$, %	$\cos\phi$	$PВ$ %				
	или расчетная нагрузка проводников								
1	0,75	380	73	0,76	100	20	АПВ	в трубе	65
2	7,5	380	87,5	0,86	100	30	АПРТО	в пластмассовой трубе четырехпроводной сети	65
3	5,5	380	85	0,7	50	25	АППВС	под штукатуркой	65
4	62 А на напряжение до 1 кВ					35	АВВГ	на стене скобами	65
5	30	380	92	0,87	100	25	АПВ	в коробе многослойно, при общем количестве проводов 12	65
6	100	380	93,5	0,91	100	30	АВВГ	открыто по стене	65
7	1,5	380	78	0,75	60	15	АПВ	в трубе	65
8	46 А на напряжение 10 кВ					10	АНРГ	в коробе, при прокладке 4 кабелей	65
9	112 А на напряжение до 1 кВ					20	ААШв	в земле, в траншее	80
10	2,2	380	80,5	0,82	40	30	АПВ	в трубе	65
11	45	380	92,5	0,89	100	20	АВВГ	в кабельном канале	65
12	1,1	220	-	0,75	100	25	АПВ	в канале плиты перекрытия, двухпроводная сеть	65
13	31 А на напряжение до 1 кВ					15	ААШв	в кабельном канале	80
14	4	380	82	0,81	100	25	АПВ	в металлорукаве четыре провода	65
15	3	380	81	0,76	25	35	АПВ	в канале, пучком при общем количестве проводов 10	65
16	22 А на напряжение до 1 кВ					30	АПВ	в пластмассовой трубе, четыре провода	65
17	90	380	94	0,89	100	20	ААШв	в земле, в траншее	80
18	11	380	90	0,85	100	25	АПВ	в коробе многослойно при общем количестве проводов 10	65
19	15	380	90	0,89	100	30	АПРТО	в металлической трубе, четырехпроводная сеть	65
20	86 А на напряжение до 1 кВ					20	АВВГ	скобами по строительным конструкциям	65

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

Расчет осветительной сети

Сечение жил проводов и кабелей для сети освещения можно определить [1] в зависимости от расчетного длительного значения токовой нагрузки при нормальных условиях прокладки по условию

$$I_{\text{п}} \geq I_{\text{р}} / K_{\text{п}}, \quad (6.1)$$

где $I_{\text{п}}$ – допустимый ток на стандартное сечение провода, А (длительно допустимые токовые нагрузки на провода и кабели приведены в приложении К);

$I_{\text{р}}$ – расчетное значение длительного тока нагрузки, А;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки (при нормальных условиях прокладки $K_{\text{п}}=1$).

Для выбора сечений проводов и кабелей по допустимому нагреву необходимо определить расчетные токовые нагрузки линий в амперах.

Расчетные максимальные токовые нагрузки определяют по формулам:

для однофазной сети

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} / U_{\text{ф}} \cos \varphi; \quad (6.2)$$

для трехфазной (пятипроводной) сети

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi; \quad (6.3)$$

для двухфазной с нулем, при равномерной загрузке фаз

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot \cos \varphi; \quad (6.4)$$

Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) следует принимать:

1,0 – для ламп накаливания;

0,85 – для одноламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,92 – для много ламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,5 – для светильников с разрядными лампами высокого давления (ДРЛ, ДРИ);

0,85 – для светильников с разрядными лампами высокого давления, имеющими ПРА с конденсатором.

Пример 1

Рассчитать сечение жил и выбрать провода для прокладки групповой сети электроосвещения производственного участка с нормальными условиями окружающей среды. Электрическая сеть однофазная трехпроводная напряжением 220 В. Провода прокладываются открыто. Групповая линия состоит из пяти ламп накаливания мощностью 5×100 Вт.

Коэффициент спроса освещения $K_c = 1$.

Решение

Определим расчетную мощность

$$P_p = \sum P_{л};$$

$$P_p = 5 \cdot 100 = 500 \text{ Вт}.$$

Определим расчетный ток:

$$I_p = 500/220 = 2,27 \text{ А}.$$

По механической порочности определено минимальное сечение жил проводов и составляет $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбираем провод с алюминиевыми жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$ имеющего длительно допустимый ток 20 А. Подставим в условие 2.4

$$20 \text{ А} > 8,18 \text{ А}.$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию, следовательно, выбираем провод с алюминиевыми жилами марки АВВГ $3 \times 2,5 \text{ мм}^2$.

Допустимая потеря напряжения в осветительной сети, т.е. потеря напряжения в линии от источника питания до последней лампы в ряду, подсчитывается по формуле

$$\Delta U_p = 105 - U_{\min} - \Delta U_T, \quad (6.5)$$

где 105 – напряжение холостого хода на вторичной стороне трансформатора, %;

U_{\min} – наименьшее напряжение, допускаемое на зажимах источника света, % (принимается равным 95 %);

ΔU_T – потери напряжения в силовом трансформаторе, приведенные к вторичному номинальному напряжению и зависящие от мощности трансформатора, его загрузки β и коэффициента мощности нагрузки, %.

Потери напряжения в трансформаторе можно определить по таблице 6.1, или по выражению

$$\Delta U_T = \beta(U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi), \quad (6.6)$$

где β – коэффициент загрузки трансформатора;

U_a и U_p – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора, которые определяются следующими выражениями:

$$U_a = \frac{P_k}{P_{ном}} \cdot 100; \quad (6.7)$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}, \quad (6.8)$$

где P_k – потери короткого замыкания, кВт;

$P_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВт·А;

U_k – напряжение короткого замыкания, %.

Значения P_k и U_k можно определить по таблице 6.2, а более точные значения приводятся в каталогах на трансформаторы.

Таблица 6.2

Потери напряжения в трансформаторах

Мощность трансформатора, кВт·А	Потери напряжения в трансформаторах ΔU_T , при различных значениях коэффициента мощности и коэффициенте загрузки $\beta = 1^*$					
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
160	1,7	3,3	3,8	4,1	4,3	4,4
250	1,5	3,2	3,7	4,1	4,3	4,4
400	1,4	3,1	3,7	4,0	4,2	4,4
630	1,2	3,4	4,1	4,6	4,9	5,2
1000	1,1	3,3	4,1	4,6	5,0	5,2
1600, 2500	1,0	3,3	4,1	4,5	4,9	5,2

* Для определения ΔU_T его значение, найденное по таблице, следует умножить на фактическое значение коэффициента загрузки β .

Характеристика трансформаторов приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Значения P_k и U_k .

Мощность трансформатора, кВ·А		160	250	400	630	1000	1600	2500
Потери, кВт	P_{xx}	0,73	1,05	1,45	2,27	3,3	4,5	6,2
	P_k	2,65	3,7	5,5	7,6	11,6	16,5	23,5
Напряжение, U_k %		4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5

Потери напряжения при заданном значении сечения проводов можно определить по выражению

$$\Delta U = M/C \cdot S. \quad (6.9)$$

И, наоборот, при заданном значении потери напряжения можно определить сечение провода

$$S = M/C \cdot \Delta U, \quad (6.10)$$

где M – момент нагрузки, кВт·м;

C – коэффициент, зависящий от материала провода и напряжения сети (определяется по таблице 6.4).

Таблица 6.4

Значение коэффициента C

Номинальное напряжение сети, В	Система сети, род тока	Коэффициент C проводов	
		медных	алюминиевых
380/220	Трёхфазная с нулем	72,4	44
380/220	Двухфазная с нулем	32,1	19,6
220	Однофазная с нулем	12,1	7,4
42	Двухпроводная, переменного и постоянного тока	0,4	0,244
24		0,324	0,198
12		0,036	0,022

Метод определения момента нагрузки выбирается в зависимости от конфигурации сети освещения:

– в простом случае (рис. 6.1) момент определяется как произведение мощности ламп на длину участка сети

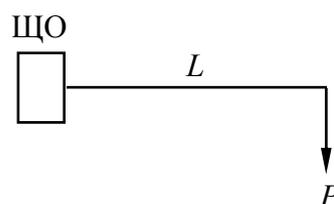


Рис. 6.1

$$M = P_p \cdot L; \quad (6.11)$$

– в проектной практике осветительная сеть имеет более сложную конфигурацию (рис. 6.2), тогда момент нагрузки можно определить по выражению

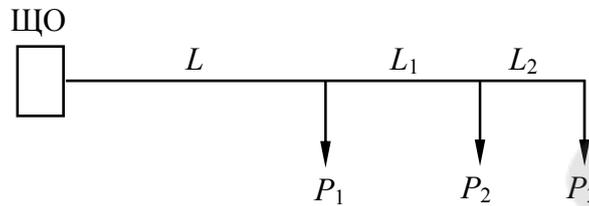


Рис. 6.2

$$\begin{aligned} M &= P_1 \cdot L_1 + P_2(L_1 + L_2) + P_3(L + L_2 + L_3) = \\ &= L_1(P_1 + P_2 + P_3) + L_2(P_2 + P_3) + L_3P_3. \end{aligned} \quad (6.12)$$

– для сети с равномерно распределенной нагрузкой момент нагрузки определяется, как произведение мощности ламп на половину длины групповой линии

$$M = \sum P_p \cdot L + (L_1 + L_2)/2, \quad (6.13)$$

где L – длина участка сети от группового щитка до первого светильника в ряду, м.

Для сети более сложной конфигурации, когда участки сети имеют разное количество фазных проводов, определяется приведенный момент по выражению

$$M_{пр} = \sum M + \alpha \sum m, \quad (6.14)$$

где $\sum M$ – сумма моментов данного и всех последующих по направлению тока участков с тем же числом проводов в линии, что и на данном участке;

$\sum m$ – сумма моментов питаемых через данный участок линии с иным числом проводов, чем на данном участке;

α – коэффициент приведения моментов (определяется по таблице 6.5).

Таблица 6.5

Значение коэффициентов приведения моментов

Линия	Ответвление	Коэффициент приведения моментов α
Трехфазное с нулем	Однофазное	1,85
Трехфазное с нулем	Двухфазное с нулем	1,39
Двухфазное с нулем	Однофазное	1,33
Трехфазная без нуля	Двухпроводное	1,15

Расчет сети на наименьший расход проводникового материала ведется по формуле

$$S = \sum M + \alpha \sum m / C \cdot \Delta U_p, \quad (6.15)$$

где ΔU_p – расчетные потери напряжения, %, допустимые от начала данного участка до конца сети.

Последовательно определяются сечения на всех участках сети освещения, начиная от участка ближайшего к источнику питания и округляются до ближайшего большего значения стандартного ряда. По выбранному сечению данного участка определяются потери напряжения в нем. Последующие участки сети рассчитываются по разности между расчетной потерей напряжения и потерями до начала каждого участка.

Пример

Определить момент нагрузки для групповой сети электроосвещения (рис. 6.3) и выбрать сечение проводов, при условии, что допустимая потеря напряжения (ΔU_p) для группового щитка ЩО равна 2,5 %.

Решение

Определим момент нагрузки по формуле 6.11

$$\begin{aligned} M &= 25(1000 + 1000 + 1000) + 12(1000 + 1000) + 6 \cdot 1000 = \\ &= (75 + 24 + 6) \cdot 1000 = 105 \text{ кВт} \cdot \text{м}. \end{aligned}$$

Определим сечение провода по формуле 6.10

$$S = 105 / 44 \cdot 2,5 = 0,95 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее большее стандартное сечение провода $2,5 \text{ мм}^2$, следовательно для подключения ряда светильников удовлетворяет пятижильный кабель сечением $5 \times 2,5 \text{ мм}^2$.

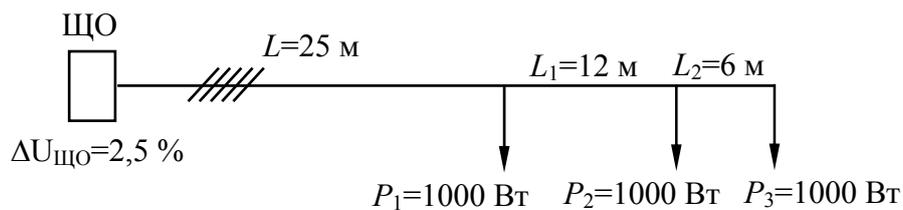


Рис. 6.3 Схема к примеру 2

ЗАДАНИЕ

Выберите сечение алюминиевых проводников осветительной сети напряжением 220/380В, схема которой показана на рисунке 6.4. Питающая и групповые С1, С2 и С3 линии выполнены кабелем АВВГ, проложенным на тресе. Линия С1 питает светильники с люминесцентными лампами, С2 – светильники с лампами накаливания и С3 – светильниками с лампами ДРЛ. Исходные данные приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6

Исходные данные к заданию

Вариант	С1				С2				С3				Мощность трансформатора, кВ·А
	L_1 , м	L , м	N , шт	$P_{\text{ном}}$, Вт	L_1 , м	L , м	N , шт	$P_{\text{ном}}$, Вт	L_1 , м	L , м	N , шт	$P_{\text{ном}}$, Вт	
1	20	3	20	2×18	40	6	10	100	50	6	15	125	400
2	30	6	30	2×20	50	6	12	250	60	6	12	250	630
3	40	3	40	2×36	60	6	14	300	35	6	14	400	1000
4	50	6	12	2×40	35	6	15	500	45	6	16	700	1600
5	60	3	22	2×58	45	6	20	1000	50	6	20	125	400
6	35	6	16	2×18	50	6	25	100	60	6	8	250	630
7	45	3	32	2×20	60	6	30	250	70	6	15	400	1000
8	50	6	20	2×36	70	6	10	300	20	6	12	700	1600
9	60	3	20	2×40	20	6	12	500	30	6	14	125	400
10	70	6	30	2×58	30	6	14	1000	50	6	16	250	630
11	20	3	40	2×18	40	6	15	100	60	6	20	400	1000
12	30	6	12	2×20	50	6	20	250	35	6	8	700	1600
13	40	3	22	2×36	60	6	25	300	45	6	15	125	400
14	50	6	16	2×40	35	6	30	500	50	6	12	250	630
15	60	3	32	2×58	45	6	10	1000	60	6	14	400	1000
16	35	6	20	2×18	50	6	12	100	70	6	16	700	1600
17	45	3	20	2×20	60	6	14	250	20	6	20	125	400
18	50	6	30	2×36	70	6	15	300	30	6	8	250	630
19	60	3	40	2×40	40	6	20	500	50	6	15	400	1000
20	70	6	12	2×58	50	6	25	1000	60	6	12	700	1600
21	20	3	22	2×18	60	6	30	100	35	6	14	125	400
22	30	6	16	2×20	35	6	10	250	45	6	16	250	630
23	40	3	32	2×36	45	6	12	300	50	6	20	400	1000
24	50	6	20	2×40	50	6	14	500	60	6	8	700	1600
25	60	3	20	2×58	60	6	15	1000	70	6	15	125	400

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов потребительских ТП 6-10/0,4 кВ

Краткие теоретические сведения

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на потребительских подстанциях 6-10/0,4 кВ определяется величиной и характером электрических нагрузок, требуемой надежностью электроснабжения, территориальным размещением нагрузок и перспективным их изменением и выполняется при необходимости достаточного обоснования на основании технико-экономических расчетов.

Под экономическим режимом работы трансформаторов понимается режим, который обеспечивает минимальные потери мощности в трансформаторах. В данном случае решается задача выбора оптимального количества работающих трансформаторов.

Такие ТП могут быть экономичны и в плане максимального приближения напряжения 6-10 кВ к электроприемникам, уменьшая протяженность сетей до 1 кВ за счет децентрализации трансформирования электрической энергии. В этом случае вопрос решается в пользу применения двух однострансформаторных по сравнению с одной двухтрансформаторной подстанцией.

Электроснабжение населенного пункта, микрорайона города, цеха, группы цехов или всего предприятия может быть обеспечено от одной или нескольких ТП. Целесообразность сооружения одно- или двухтрансформаторных подстанций определяется в результате технико-экономического сравнения нескольких вариантов системы электроснабжения. Критерием выбора варианта является минимум приведенных затрат на сооружение системы электроснабжения. Сравниваемые варианты должны обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий наибольшее применение нашли следующие единичные мощности трансформаторов: 630, 1000, 1600 кВ·А, в электрических сетях городов - 400, 630 кВ·А. Практика проектирования и эксплуатации показала необходимость применения однотипных трансформаторов одинаковой мощности, так как разнообразие их создает неудобства в обслуживании и вызывает дополнительные затраты на ремонт.

В общем случае выбор мощности трансформаторов производится на основании следующих основных исходных данных: расчетной нагрузки объекта электроснабжения, продолжительности максимума нагрузки, темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, нагрузочной способности трансформаторов и их экономической загрузки.

Основным критерием выбора единичной мощности трансформаторов при технико-экономическом сравнении вариантов является, как и при выборе количества трансформаторов, минимум приведенных затрат.

Ориентировочно выбор единичной мощности трансформаторов может выполняться по удельной плотности расчетной нагрузки ($\text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$) и полной расчетной нагрузки объекта ($\text{кВ}\cdot\text{А}$). При удельной плотности нагрузки до $0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ и суммарной нагрузке до $3000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ целесообразно применять трансформаторы 400; 630; 1000 $\text{кВ}\cdot\text{А}$ с вторичным напряжением 0,4/0,23 кВ. При удельной плотности и суммарной нагрузки выше указанных значений более экономичны трансформаторы мощностью 1600 и 2500 $\text{кВ}\cdot\text{А}$.

Однако эти рекомендации не являются достаточно обоснованными в следствие быстроменяющихся цен на электрооборудование и, в частности, ТП.

В проектной практике трансформаторы ТП часто выбирают по расчетной нагрузке объекта и рекомендуемым коэффициентам экономической загрузки трансформаторов ($B_{33} = S_p / S_{н.т}$), в соответствии с данными табл. 7.1.

Таблица 7.1

Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов цеховых ТП

Коэффициент загрузки трансформатора	Вид ТП и характер нагрузки
0,65 ... 0,7	Двухтрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой I категории
0,7 ... 0,8	Однотрансформаторные ТП с преобладающей нагрузкой II категории при наличии взаимного резервирования по переключкам с другими подстанциями на вторичном напряжении
0,9 ... 0,95	ТП с нагрузкой III категории или с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования складского резерва трансформаторов

При выборе мощности трансформаторов важным является правильный учет их нагрузочной способности, под которой понимается

совокупность допустимых нагрузок, систематических и аварийных перегрузок из расчета теплового износа изоляции трансформатора. Если не учитывать нагрузочную способность трансформаторов, то можно необоснованно завысить их номинальную мощность, что экономически нецелесообразно.

На значительном большинстве подстанций нагрузка трансформаторов изменяется и в течение продолжительного времени остается ниже номинальной. Значительная часть трансформаторов выбирается с учетом послеаварийного режима, и поэтому в нормальном режиме они остаются длительное время недогруженными. Кроме того, силовые трансформаторы рассчитываются на работу при допустимой температуре окружающей среды, равной $+40^{\circ}\text{C}$. В действительности они работают в обычных условиях при температуре среды до $20 \dots 30^{\circ}\text{C}$. Следовательно, силовой трансформатор в определенное время может быть перегружен с учетом рассмотренных выше обстоятельств без всякого ущерба для установленного ему срока службы ($20 \dots 25^{\circ}$ лет).

На стадии проектирования подстанций можно использовать типовые графики нагрузок или в соответствии с рекомендациями, также предлагаемыми в [3] выбирать мощность трансформаторов по условиям аварийных перегрузок.

Тогда для подстанций, на которых возможна аварийная перегрузка трансформаторов (двухтрансформаторные, однотрансформаторные с резервными связями по вторичной стороне), если известна расчетная нагрузка объекта S_p и коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{з.ав}$, номинальная мощность трансформатора определяется, как:

$$S_{н.т} = \frac{S_p}{K_{з.ав}}. \quad (7.1)$$

Следует также отметить, что нагрузка трансформатора свыше его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

Что касается типовых графиков, то на настоящее время они разработаны для ограниченного количества узлов нагрузок.

Так как выбор количества и мощности трансформаторов, в особенности потребительских подстанций 6-10/0,4-0,23 кВ, определяется часто в основном экономическим фактором, то существенным при этом является учет компенсации реактивной мощности в электриче-

ских сетях потребителя. Компенсируя реактивную мощность в сетях до 1 кВ, можно уменьшить количество ТП 10/0,4, их номинальную мощность. Особенно это существенно для промышленных потребителей, в сетях до 1 кВ которых приходится компенсировать значительные величины реактивных нагрузок. Существующая методика по компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий и предполагает выбор мощности компенсирующих устройств с одновременным выбором количества трансформаторов подстанций и их мощности [4].

Выбор мощности силовых трансформаторов может быть выполнен следующим образом:

в сетях промышленных предприятий:

а) единичную мощность трансформаторов необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями удельной плотности расчетной нагрузки и полной расчетной нагрузки объекта;

б) количество трансформаторов подстанции и их номинальную мощность следует выбирать в соответствии с указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий [4];

в) выбор мощности трансформаторов должен осуществляться с учетом рекомендуемых коэффициентов загрузки и допустимых аварийных перегрузок трансформаторов;

г) при наличии типовых графиков нагрузки выбор следует вести в соответствии с ГОСТ 14209-85 с учетом компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ;

в городских электрических сетях:

а) имея в наличии типовые графики нагрузки подстанции, выбор мощности трансформаторов следует выполнять в соответствии с ГОСТ 14209-85;

б) зная вид нагрузки подстанции, при отсутствии типовых графиков ее, выбор целесообразно выполнять в соответствии с методическими указаниями института "Белэнергосетьпроект".

Пример

Выбрать количество и мощность трансформатора цеховой ТП по следующим исходным данным: $P_p = 250$ кВт, $Q_p = 270$ квар; категория электроприемников цеха по степени надежности электроснабжения – 3.

Решение

Полная расчетная мощность цеха

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{250^2 + 270^2} = 368 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По расчетной мощности (368 кВ·А) и требуемому уровню надежности электроснабжения (3 категория электроприемников) можно принять однитрансформаторную подстанцию с мощностью трансформатора $S_{нт} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Коэффициент загрузки трансформатора составит

$$K_3 = \frac{S_{нт}}{S_p} = \frac{368}{400} = 0,92,$$

что удовлетворяет соответствующим требованиям (табл. 7.1).

ЗАДАНИЕ № 7.1

1. Выполнить выбор количества и мощности силовых трансформаторов цеховой комплектной трансформаторной подстанции (КТП) по исходным данным, приведенным в табл. 5.2. Вариант задания указывается преподавателем. При выборе двухтрансформаторной подстанции для питания электроприемников 1 и 2 категории по надежности электроснабжения считать, что допустимая аварийная перегрузка составляет $1,5 \cdot S_{нт}$.

2. Составить принципиальную электрическую схему выбранной КТП.

Таблица 7.2

Исходные данные

№ варианта	P_p , кВт	Q_p , квар	Категория электроприемников по надежности электроснабжения
1	570,3	481	I
2	295	279	II
3	354	301,5	III
4	336	370	II
5	213,6	206	II
6	189	171	III
7	204	198,5	III
8	470	401	I
9	625	603	I
10	349	297	II
11	727	681,5	II
12	370,5	346,1	III
13	493	471,6	II
14	189,5	161,3	II
15	370	319,5	III

№ варианта	P_p, кВт	Q_p, квар	Категория электроприемников по надежности электроснабжения
16	301,5	336	I
17	370	213,6	II
18	206	189	III
19	171	204	II
20	198,5	470	II
21	401	625	III
22	603	349	III
23	297	727	I
24	681,5	370,5	I
25	346,1	493	II
26	471,6	189,5	II

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8

Расчет снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий по повышению качества электроэнергии

Общие сведения

Мероприятия по повышению качества электроэнергии приводят к снижению ее потерь. Для практических расчетов снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий по повышению качества электроэнергии в соответствии [6] могут использоваться следующие мероприятия:

- снижение потерь мощности в линии за счет симметрирования токовых нагрузок фаз;
- снижение потерь мощности в трехфазном оборудовании;
- снижение потерь мощности в линии за счет снижения токов и напряжений высших гармоник.

Снижение потерь мощности, кВт, в линии за счет симметрирования токовых нагрузок фаз:

$$\delta P_{л\epsilon} = \frac{R}{10^3} \sum_{i=1}^3 (I_{iн}^2 - I_{iк}^2), \quad (8.1)$$

где $I_{iн}$ и $I_{iк}$ – токовые нагрузки фаз до и после симметрирования.

При известных значениях токов обратной последовательности $I_{2н}$ и $I_{2к}$ до и после симметрирования снижение потерь определяется:

$$\delta P_{л\epsilon} = \frac{3R}{10^3} (I_{2н}^2 - I_{2к}^2). \quad (8.2)$$

Снижение потерь мощности в трехфазном оборудовании (трансформаторах, вращающихся машинах, БК):

$$\delta P_{\epsilon} = \frac{S}{10^4} \cdot k_{\epsilon} \cdot (K_{2U(н)}^2 - K_{2U(к)}^2), \quad (8.3)$$

где S – номинальная мощность оборудования, кВА;

k_{ϵ} – коэффициент, определяющийся по таблице 8.1;

$K_{2U(н)}$ и $K_{2U(к)}$ – коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности до и после симметрирования.

Снижение потерь мощности в линии за счет снижения токов и напряжений высших гармоник определяется:

для линий электропередач:

$$\delta P_{\text{л.г}} = \frac{R}{10^3} \sum_{n=2}^{\infty} \alpha_{(n)} (I_{\text{нн}}^2 - I_{\text{нк}}^2); \quad (8.4)$$

для электрооборудования:

$$\delta P_{\text{г}} = \frac{S}{10^4} \cdot K_{\text{г}} \cdot \sum_{n=2}^{\infty} b_{(n)} \cdot (U_{\text{н(н)}}^2 - U_{\text{н(к)}}^2), \quad (8.5)$$

где $K_{\text{г}}$ – коэффициент, определяется по таблице 8.1;

α_n и b_n – коэффициенты, определяющиеся по таблице 8.2;

I_n и U_n – соответственно токи и напряжения гармоник до и после проведения мероприятий по снижению несинусоидальности в % от основной гармоники.

Таблица 8.1.

Значение коэффициентов k_{ε} и $K_{\text{г}}$ для различных видов оборудования

Вид оборудования	k_{ε}	$K_{\text{г}}$
Турбогенераторы	1,86	1,77
Гидрогенераторы и синхронные двигатели с демпферной обмоткой	0,68	1,12
Гидрогенераторы и синхронные двигатели без демпферной обмоткой	0,27	0,4
Синхронные компенсаторы	1,31	1,95
Трансформаторы 6– 10 кВ	2,67	1,62
Трансформаторы 35– 220 кВ	0,5	0,3
Батареи конденсаторов	0,003	0,003

Таблица 8.2.

Значение коэффициентов α_n и b_n для различных видов оборудования

Номер гармоники	α_n	b_n		
		трансформаторы	Вращающиеся машины	Батареи конденсаторов
2	2	0,44	0,35	2
3	2,8	0,23	0,125	3
5	3,2	0,19	0,089	5
7	3,7	0,19	0,054	7
11	4,7	0,19	0,027	11
13	5,1	0,20	0,021	13
17	5,8	0,22	0,014	17
19	6,2	0,23	0,012	19
23	6,8	0,25	0,009	23
25	7,1	0,26	0,008	25

Задание: Рассчитать снижение потерь мощности в:

- цеховых трансформаторах 6–10кВ;
- асинхронных двигателях;
- синхронных двигателях без демпферной обмотки;
- батареях конденсаторов, происходящие при проведении мероприятий, в результате которых происходит снижение коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и снижения соответствующих высших гармоник. Исходные данные приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Вариант	Мощность трансформаторов, кВА	Мощность асинхронных ЭД, кВт/единицы	Мощность синхронных ЭД без демпферной обмотки, кВт	Мощность батареи конденсаторов, квар	$K_{2u(n)}$ %	$K_{2u(k)}$ %	$Un(n)$ %	$Un(k)$ %
1	630	500/4,5	500	300	3	1	(5)/7	(5)/4
2	1000	1000/101	600	400	4	1,2	(7)/6	(7)/4
3	1600	800/20	700	500	5	1,3	(11)/5	(11)/3
4	2500	500/4,5	800	600	5,5	1,4	(13)/4,5	(13)/3
5	630	1000/101	900	700	6	1,5	(17)/4	(17)/2
6	1000	800/20	500	300	6,5	1,6	(19)/3,5	(19)/1,5
7	1600	500/4,5	600	400	7	1,7	(23)/3	(23)/1
8	2500	1000/101	700	500	7,5	1,8	(25)/2,5	(25)/1
9	630	800/20	800	600	8	1,9	(5)/8	(5)/5
10	1000	500/4,5	900	700	3	1	(5)/7	(5)/4
11	1600	1000/101	500	300	4	1,2	(7)/6	(7)/4
12	2500	800/20	600	400	5	1,3	(11)/5	(11)/3
13	630	500/4,5	700	500	5,5	1,4	(13)/4,5	(13)/3
14	1000	1000/101	800	600	6	1,5	(17)/4	(17)/2
15	1600	800/20	900	700	6,5	1,6	(19)/3,5	(19)/1,5
16	2500	500/4,5	500	300	7	1,7	(23)/3	(23)/1
17	630	1000/101	600	400	7,5	1,8	(25)/2,5	(25)/1
18	1000	800/20	700	500	8	1,9	(5)/8	(5)/5
19	1600	500/4,5	800	600	3	1	(5)/7	(5)/4
20	2500	1000/101	900	700	4	1,2	(7)/6	(7)/4
21	630	800/20	500	300	5	1,3	(11)/5	(11)/3
22	1000	500/4,5	600	400	5,5	1,4	(13)/4,5	(13)/3
23	1600	1000/101	700	500	6	1,5	(17)/4	(17)/2
24	2500	800/20	800	600	6,5	1,6	(19)/3,5	(19)/1,5
25	630	500/4,5	900	700	7	1,7	(23)/3	(23)/1

Список используемой литературы

1. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
2. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения. Учебник для учащихся электротехнических специальностей средних специальных учебных заведений. – Минск, НПООО, "ПИОН", 2001.
3. Ус А.Г., Евминов Л.И. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: Учебное пособие. – Мн.: НПОО "Пион", 2002. – 457 с.
4. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, – Мн.: Гостстандарт РБ: Изд-во стандартов, 1998. –30 с.
5. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. –576 с.
6. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – Энергоатомиздат, 1985.–224с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1. Графика электрических нагрузок.....	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2. Расчет электрических нагрузок в электроустановках напряжением до 1 кВ методом упорядоченных диаграмм.....	14
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3. Определение расчетных электрических нагрузок вспомогательными методами	22
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4. Определение потерь мощности и энергии в системах электроснабжения.....	28
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5. Выбор защитных аппаратов и проводников электроприемников напряжением до 1 кВ	37
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6. Расчет осветительной сети	51
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов потребительских ТП 6-10/0,4 кВ.....	59
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8. Расчет снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий по повышению качества электроэнергии.....	65
Список используемой литературы.....	68

Бахмутская Валентина Владимировна

**ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ**

**Практикум
для студентов специальности
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 06.09.11.

Рег. № 29Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>