

Областное государственное бюджетное профессиональное
образовательное учреждение
«Ульяновский техникум железнодорожного транспорта»

СБОРНИК МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ

технический профиль

13.02.07 *Электроснабжение (по отраслям)*

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ОЧНОЙ ФОРМЫ ОБУЧЕНИЯ

Ульяновск, 2020

Разработчик: Мошин А.В. преподаватель ОГБПОУ «Ульяновский техникум железнодорожного транспорта»

Методические указания для выполнения практических работ, являются частью основной профессиональной образовательной программы в соответствии с ФГОС по специальности СПО 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) (базовой подготовки), входящей в состав укрупненной группы специальностей 13.00.00 Электро и теплоэнергетика в части освоения основного вида профессиональной деятельности (ВПД) Организация технического обслуживания и ремонта электрического и электромеханического оборудования в соответствии с требованиями ФГОС СПО третьего поколения.

Методические указания по выполнению практических работ адресованы студентам очной формы обучения.

Методические указания включают в себя учебную цель, перечень образовательных результатов, заявленных во ФГОС СПО третьего поколения, задачи, обеспеченность занятия, краткие теоретические и учебно-методические материалы по теме, вопросы для закрепления теоретического материала, задания для практической работы студентов и инструкцию по ее выполнению, методику анализа полученных результатов, порядок и образец отчета о проделанной работе.

СОДЕРЖАНИЕ

Название практических работ	страницы
1. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий	3
2. Расчет электрических нагрузок гражданских зданий	14
3. Выбор сечения проводников по допустимому нагреву электрическим током	18
4. Расчет и выбор аппаратов защиты	27
5. Расчет электрических сетей по потере напряжения	35
6. Расчет мощности компенсирующих устройств	39

Практическая работа №1

Тема: Расчет электрических нагрузок предприятий

Цель: Изучить методику расчета электрических нагрузок предприятий. Научиться определять расчетные нагрузки цехов промышленных предприятий.

Теоретические сведения

Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением до 1 кВ для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинпровода, цеховой ТП), а также по цеху, корпусу в целом выполняется, как правило, *методом упорядоченных диаграммных показателей графиков электрических нагрузок*. Сущность его заключается в установлении связи между расчетной мощностью и показателями режима работы отдельных электроприемников.

Согласно этому методу, расчетная активная нагрузка от группы электроприемников определяется по формуле:

$$P_p = K_M \cdot P_{см} = K_M \cdot K_{и} \cdot P_{\Sigma ном}, \quad (1.1)$$

где K_M – коэффициент максимума, о.е.;

$K_{и}$ – групповой коэффициент использования (средневзвешенный), о.е.;

$P_{см}$ – средняя мощность за наиболее загруженную смену, кВт;

$P_{\Sigma ном}$ – суммарная номинальная мощность группы электроприемников, кВт.

Коэффициент максимума по активной мощности (K_M) принимается в зависимости от группового коэффициента использования ($K_{и}$) и эффективного числа электроприемников ($n_э$) по справочникам или графикам упорядоченных диаграмм, т.е.:

$$K_M = f(K_{и}; n_э) \quad (1.2)$$

Расчетная реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_p = K'_M \cdot Q_{см} = K'_M \cdot P_{см} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.3)$$

Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ определяется по справочным таблицам. Коэффициент максимума по реактивной мощности K'_M принимается равным $K'_M = 1,1$ для питающих сетей при $K_{и} < 0,2$ и $n_э < 100$, а также при $K_{и} > 0,2$ и $n_э \leq 0$; во всех остальных случаях, а также для магистральных шинпроводов и при определении реактивной нагрузки на шинах ЦРП и в целом по цеху или предприятию $K'^2_M = 1$.

Под **эффективным числом электроприемников ($n_э$)** понимается 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. Определяется n_3 по выражению:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i}^2} \quad (1.4)$$

В действующих «Указаниях по расчету электрических нагрузок» (РТМ 36.18.32.4-92) коэффициент максимума (K_M) заменен на **коэффициент расчетной активной мощности** (K_P), который представляет собой отношение расчетной активной мощности к значению $K_{\text{и}} \cdot P_{\Sigma \text{ном}}$ группы ЭП:

$$K_P = \frac{P_p}{K_{\text{и}} \cdot P_{\Sigma \text{ном}}} \quad (1.5)$$

Коэффициент расчетной мощности, в отличие от коэффициента максимума по активной мощности, зависит не только от эффективного числа электроприемников и группового коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети T_0 , для которой рассчитывается электрическая нагрузка.

Порядок расчета

Первоначально, до расчета электрических нагрузок, намечается вариант схемы электроснабжения.

Для одиночных электроприемников расчетная мощность принимается равной номинальной. Для электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность приводится к длительному режиму:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{ПВ}. \quad (1.6)$$

Расчет электрических нагрузок выполняется по форме Ф636-92 (см. пример таблица 1.1). Заполнение граф таблицы производится в следующем порядке:

Графа 1. Указываются порядковые номера или позиционные обозначения электроприемников на генплане объекта.

Графа 2. Указываются наименования групп (узлов) электроприемников (СП, ШРА, ШМА, ТП, участок, цех), а также наименования подгрупп электроприемников, питающихся от них. Электроприемники в каждой группе формируются в подгруппы с одинаковой номинальной мощностью и одинаковыми значениями коэффициентов использования и $\text{tg}\phi$ (Например, металлорежущие станки, вентиляторы). После приведения перечня всех подгрупп электрооборудования группы указываются: итого по данной группе. Таким образом, расписываются все группы электроприемников.

Графа 3: по подгруппам электроприемников отмечается количество электроприемников с одинаковой номинальной мощностью и одинаковым коэффициентом использования; для групп электроприемников – общее количество электроприемников.

Графа 4: по подгруппам электроприемников указывается номинальная мощность единичного электроприемника; для групп электроприемников – пределы номинальных мощностей единичных электроприемников ($P_{\text{ном.max}}/P_{\text{ном.min}}$).

При включении однофазного электроприемника на фазное напряжение он учитывается в графе 4 как эквивалентный трехфазный электроприемник номинальной мощностью:

$$P_{\text{ном.3}\phi} = 3 \cdot P_{\text{ном.1}\phi} \quad (1.7)$$

При включении на линейное напряжение:

$$P_{\text{ном.3}\phi} = \sqrt{3} \cdot P_{\text{ном.1}\phi} \quad (1.8)$$

При включении нескольких однофазных приемников в трехфазную сеть, они **распределяются по фазам** с наибольшей равномерностью и в расчет принимается наиболее загруженная фаза.

Графа 5: по подгруппам и группам электроприемников отмечается их суммарная номинальная мощность:

$$P_{\Sigma\text{ном.}i} = P_{\text{ном.}i} \cdot n_i \quad (1.9)$$

$$P_{\Sigma\text{ном.гр}} = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma\text{ном.}i} \quad (1.10)$$

В графах 3 и 5 указываются данные только рабочих электроприемников. Резервные и ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются.

Графа 6: для подгрупп электроприемников указываются справочные значения индивидуальных коэффициентов использования $k_{\text{и}}$, для групп электроприемников – расчетные средневзвешенные значения $K_{\text{и}}$:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum k_{\text{и}} \cdot P_{\Sigma\text{ном}}}{\sum P_{\Sigma\text{ном}}} \quad (1.11)$$

Графы 7 и 8: для подгрупп электроприемников указываются справочные значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$, для групп электроприемников – расчетные средневзвешенные значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$.

$$\text{tg}\varphi_{\text{гр}} = Q_{\text{см.гр}} / P_{\text{см.гр}} \quad (1.12)$$

$$\cos\varphi_{\text{гр}} = \cos(\text{arctg}\varphi_{\text{гр}}) \quad (1.13)$$

Графы 9 и 10: для подгрупп вычисляются и записываются средняя активная $P_{см}$, кВт, и реактивная $Q_{см}$, кВар, нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$P_{см.i} = k_{и.i} \cdot P_{\Sigma ном.i}, \quad (1.14)$$

$$Q_{см.i} = P_{см.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (1.15)$$

Для групп (узлов) электроприемников – суммы этих величин:

$$P_{см.гр} = \sum_{i=1}^n P_{см.i}, \quad (1.16)$$

$$Q_{см.гр} = \sum_{i=1}^n Q_{см.i} \quad (1.17)$$

Графа 11: для групп электроприемников определяется и записывается эффективное число электроприемников по формуле (1.4). При значительном числе ЭП эффективное число можно определить по упрощенной формуле:

$$n_{э} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном.i}}{P_{ном.маx}} \quad (1.18)$$

Найденное по указанным выражениям число округляется до ближайшего меньшего числа. Если вычисленное значение окажется больше фактического числа электроприемников (n), то следует принимать $n_{э} = n$.

Если значение показателя силовой сборки

$$m = P_{ном.маx} / P_{ном.мин} \leq 3,$$

то принимается $n_{эф} = n$.

Графа 12: для групп электроприемников определяется коэффициент расчетной активной нагрузки K_p по таблицам в зависимости от средневзвешенного значения коэффициента использования группы $K_{и.гр}$ и эффективного числа электроприемников $n_{э}$.

Графа 13: для групп электроприемников определяется коэффициент расчетной реактивной нагрузки $K'_p = 1,1$ для питающих сетей при $K_{и} < 0,2$ и $n_{э} < 100$, а также при $K_{и} > 0,2$ и $n_{э} \leq 10$; во всех остальных случаях, а также для магистральных шинопроводов и при определении реактивной нагрузки на шинах ЦРП и в целом по цеху или предприятию $K'_p = 1$.

Графа 14: для групп электроприемников указывается расчетная (максимальная) активная мощность:

$$P_p = K_p \cdot P_{см.гр}, \quad (1.19)$$

В случае, когда расчетная мощность окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного приемника, следует принимать $P_p = P_{ном.маx}$.

Графа 15: для групп электроприемников записывается расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = K'_p \cdot Q_{см.гр}, \quad (1.20)$$

Графа 16 и 17: для групп электроприемников указываются соответственно расчетные значения полной мощности:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.21)$$

и тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.22)$$

Пример расчета:

Необходимо произвести расчет электрических нагрузок для группы электроприемников, подключенных к распределительному пункту РП1:

Наименование ЭП	Мощность P, кВт	Количество, шт
РП1		
Станок токарный	4	5
Станок сверлильный	7,5	3
Насос	3	4
Пресс	22	2
Кран-балка (ПВ=60%)	11	1
Сварочный трансформатор (ПВ=25%) – однофазный	20 кВА	4

Первоначально необходимо приемники, работающие в повторно-кратковременном режиме, привести к длительному режиму по выражению (1.6). Например:

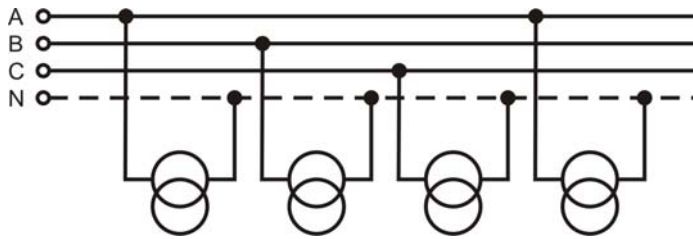
- для кран-балки:

$$P_{ном} = 11 \cdot \sqrt{0,6} = 8,5 \text{ кВт}$$

- для сварочных трансформаторов:

$$P_{ном.1\phi} = S_{пасп} \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{ПВ} = 20 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{0,25} = 4 \text{ кВт}$$

Также однофазные приемники необходимо привести к эквивалентному трехфазному по выражению (1.7). Для этого однофазные приемники по возможности равномерно распределяем по трем фазам и определяем мощность наиболее загруженной фазы:



$$P_{\text{ном.1}\phi.\text{нб}} = 2 \cdot P_{\text{ном.1}\phi} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ном.3}\phi} = 3 \cdot P_{\text{ном.1}\phi.\text{нб}} = 3 \cdot 8 = 24 \text{ кВт}$$

Заполняем графы таблицы расчета электрических нагрузок в соответствии с приведенными выше указаниями. В графах 1 и 2 указываем номера и названия подгрупп электроприемников в соответствии с заданием.

В графах 3 и 4 для подгрупп указываем количество и единичные расчетные мощности электроприемников, а для всей группы (РП1) указываем суммарное количество электроприемников (графа 3) и пределы максимальной и минимальной мощностей в группе (графа 4).

В графу 5 заносим суммарные мощности по подгруппам, определяемые по выражению (1.9). Например, для подгруппы токарных станков:

$$P_{\Sigma\text{ном.1}} = 4 \cdot 5 = 20 \text{ кВт}$$

Для остальных подгрупп расчет производим аналогично.

Далее определяем суммарную мощность всей группы ЭП по формуле (1.10):

$$P_{\Sigma\text{ном.гр}} = 20 + 22,5 + 12 + 44 + 8,5 + 24 = 131 \text{ кВт}$$

В графе 6 для подгрупп электроприемников указываем выбранные из справочных данных значения индивидуальных коэффициентов использования $k_{\text{и}}$ соответствующих типу электроприемников. Например, для подгруппы токарных станков по таблице 1.4 коэффициент использования $k_{\text{и}}$ принимаем:

$$k_{\text{и1}} = 0,14$$

В графе 7 для подгрупп электроприемников указываем справочные значения $\cos\phi$, выбираемые из таблицы 1.4, а по значению $\cos\phi$ находим значение $\text{tg}\phi$, которые указываем в графе 8. Например, для подгруппы токарных станков:

$$\cos\phi_1 = 0,5$$

$$\text{tg}\phi_1 = \arccos(0,5) = 1,73$$

Рассчитываем по подгруппам активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену по формулам (1.14) и (1.15) и вычисления заносим в графы 9 и 10.

Например, для подгруппы токарных станков:

$$P_{\text{см1}} = 0,14 \cdot 20 = 2,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{см1} = 2,8 \cdot 1,73 = 4,84 \text{ кВар}$$

Для остальных подгрупп сменные мощности рассчитываем аналогично.

Далее подсчитываем суммарные сменные мощности для группы по формулам (1.16) и (1.17):

$$P_{см.гр} = 2,8 + 3,15 + 8,4 + 7,48 + 2,13 + 4,8 = 28,76 \text{ кВт}$$

$$Q_{см.гр} = 4,84 + 5,45 + 5,21 + 8,75 + 3,68 + 10,99 = 38,92 \text{ кВар}$$

Для группы определяем средневзвешенные значения коэффициента использования $K_{и}$ по (1.11) и средневзвешенные значения $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$ по (1.12) и (1.13):

$$K_{и.гр} = 28,76/131 = 0,22;$$

$$\text{tg}\varphi_{гр} = 38,92/28,76 = 1,35;$$

$$\cos\varphi_{гр} = \cos(\text{arctg } 1,35) = 0,6.$$

Для группы определяем эффективное число электроприемников по формуле (1.18) и значение заносим в графу 11:

$$n_{эф} = \frac{131^2}{4^2 \cdot 5 + 7,5^2 \cdot 3 + 3^2 \cdot 4 + 22^2 \cdot 2 + 8,5^2 + 24^2} = 9.$$

В зависимости от средневзвешенного значения коэффициента использования группы $K_{и.гр} = 0,22$ и эффективного числа электроприемников $n_{эф} = 9$ определяем расчетный коэффициент активной нагрузки по таблице 1.5:

$$K_p = 1,38.$$

Заносим значение в графу 12. В графе 13 определяем коэффициент расчетной реактивной нагрузки, в данном случае: $K'_p = 1,1$.

По формулам (1.19), (1.20) и (1.21) определяем расчетные (максимальные) активную, реактивную и полную мощности:

$$P_{р.гр} = 1,38 \cdot 28,76 = 39,68 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.гр} = 1,1 \cdot 38,92 = 42,81 \text{ кВар},$$

$$S_{р.гр} = \sqrt{39,68^2 + 42,81^2} = 58,37 \text{ кВА}$$

Результаты заносим в соответствующие графы 14, 15, 16.

Далее по формуле (1.22) определяем расчетный ток группы, результат заносим в графу 17:

$$I_p = 58,37/(\sqrt{3} \cdot 0,38) = 88,44 \text{ А}.$$

Таблица 1.1 – Расчет электрических нагрузок

№ п/п	Электроприемники и их группы	Нагрузка установленная						$k_{и} \cdot P_{\Sigma ном},$ кВт	$k_{и} \cdot P_{\Sigma ном} \cdot \text{tg}\varphi,$ кВар	$n_{\text{э}}$	K_p	K'_p	Расчетная нагрузка			
		Кол-во ЭП, $n,$ шт	Мощ- ность одного ЭП, $P_{ном},$ кВт	Суммар- ная мощ- ность, $P_{\Sigma ном},$ кВт	$k_{и}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$						$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВар	$S_p,$ кВА	$I_p,$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
РП1																
1,2,3, 4,5	Станок токарный	5	4	20	0,14	0,5	1,73	2,80	4,84							
6,7,8	Станок сверлильный	3	7,5	22,5	0,14	0,5	1,73	3,15	5,45							
9,10, 11,12	Насос	4	3	12	0,7	0,85	0,62	8,40	5,21							
13,14	Пресс	2	22	44	0,17	0,65	1,17	7,48	8,75							
15	Кран-балка (ПВ=60%)	1	11	8,5	0,25	0,5	1,73	2,13	3,68							
16,17, 18,19	Сварочный трансформатор (ПВ=25%)	1	24	24	0,2	0,4	2,29	4,80	10,99							
	Итого по РП1	16	24/3	131	0,22	0,6	1,35	28,76	38,92	9	1,38	1,1	39,68	42,81	58,37	88,44

Задание:

Рассчитать электрическую нагрузку для группы электроприемников. Расчет оформить в виде таблицы 1.1. Данные для расчета брать согласно своего варианта из таблиц 1.2 и 1.3. Справочные данные приведены в таблицах 1.4 и 1.5.

Таблица 1.2 – Технические данные электроприемников

№ п.п.	Наименование ЭП	Мощность Р, кВт	Количество, шт
Приемники 3-фазные, работающие в длительном режиме:			
1	Компрессорная установка	28	5
2	Вентиляторная установка	15	4
3	Насосная установка	55	8
4	Станок фрезерный	11,5	14
5	Станок токарный	14	12
6	Станок строгальный	11	10
7	Станок карусельный	40	2
8	Станок наждачный	2,8	5
9	Станок винторезный	15	6
10	Станок расточной	42	2
11	Станок шлифовальный	3	15
12	Станок слиткообдирочный	45	4
13	Станок галтовочный	4	8
14	Молот ковочный	15	7
15	Пресс штамповочный	4,5	12
16	Автомат фрезерный	7,5	12
17	Печь индукционная	8	4
18	Печь дуговая	30	4
19	Печь сопротивления	35	6
20	Конвейер ленточный	35	2
21	Транспортер роликовый	10	3
Приемники 3-фазные, работающие в повторно-кратковременном режиме:			
22	Кран мостовой (ПВ=25%)	30	2
23	Тележка подвесная (ПВ=40%)	4	8
24	Тельфер транспортный (ПВ=60%)	10	3
Приемники 1-фазные, работающие в повторно-кратковременном режиме:			
25	Трансформатор сварочный (ПВ=40%)	28 кВА	5
26	Аппарат дуговой сварки (ПВ=60%)	16 кВА	5
27	Аппарат стыковой сварки (ПВ=25%)	14 кВА	5

Таблица 1.3 – Варианты индивидуальных заданий для работы

Вариант	Номера ЭП по таблице 2	Вариант	Номера ЭП по таблице 2	Вариант	Номера ЭП по таблице 2
1	1-4-8-14-17-23-25	11	2-5-14-19-21-24-27	21	2-8-12-15-18-22-25
2	2-5-9-15-18-24-26	12	3-5-15-17-20-23-26	22	2-7-11-15-18-24-25
3	3-6-8-16-21-22-26	13	3-4-16-19-20-24-27	23	1-8-10-14-17-22-25
4	1-7-9-14-17-23-27	14	2-7-12-17-21-22-26	24	1-9-13-18-22-23-26
5	2-8-11-15-18-24-25	15	1-6-10-18-22-23-27	25	3-5-12-16-18-22-25
6	3-9-12-16-20-22-25	16	2-5-11-15-18-23-25	26	3-8-15-17-20-24-27
7	1-5-10-14-17-24-27	17	1-4-11-14-17-24-26	27	2-8-14-19-21-23-26
8	2-4-11-15-18-22-25	18	1-7-12-14-17-23-26	28	2-7-13-17-21-24-27
9	3-6-12-16-19-23-25	19	3-6-10-16-20-22-26	29	3-9-16-19-20-24-25
10	1-4-13-18-20-22-26	20	3-9-13-16-19-24-27	30	1-7-13-19-21-24-25

Таблица 1.4 – Коэффициенты использования и мощности некоторых механизмов и аппаратов

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

Таблица 1.5 – Значения коэффициентов расчетной активной нагрузки для питающих сетей напряжением для 1 кВ для постоянной времени нагрева $T_0 = 10$ мин.

$n_{\text{э}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,50	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	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	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,4	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	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	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	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	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	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

Практическая работа №2

Тема: Расчет электрических нагрузок гражданских зданий

Цель: Изучить методику расчета электрических нагрузок жилых и общественных зданий. Научиться определять расчетные нагрузки жилого дома.

Теоретические сведения

В настоящее время расчет электрических нагрузок жилых и общественных зданий должен выполняться согласно Своду Правил по проектированию и строительству СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий».

Расчетную нагрузку групповых сетей освещения общедомовых помещений жилых зданий (лестничных клеток, вестибюлей, технических этажей и подполий, подвалов, чердаков, колясочных и т.д.), а также жилых помещений общежитий следует определять по светотехническому расчету с коэффициентом спроса, равным 1.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир ($P_{\text{кв}}$) определяется по формуле, кВт:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 2.1 в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру;

n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Удельные электрические нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15 %.

Удельные расчетные электрические нагрузки электроприемников квартир жилых зданий **следует принимать по таблице 2.1 с обязательными примечаниями** к данной таблице.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников ($P_{\text{с}}$), приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{\text{с}} = P_{\text{р.лф}} + P_{\text{с-т}}, \quad (2.2)$$

где $P_{\text{р.лф}}$ – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{\text{с-т}}$ – мощность насосов водоснабжения, вентиляторов и других сантехнических устройств, кВт.

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок ($P_{\text{р.лф}}$) определяется по формуле:

Таблица 2.1 – Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий, кВт/квартиру

Квартиры с плитами	Удельная расчетная электрическая нагрузка при количестве квартир								
	12	24	40	60	100	200	400	600	1000
На природном газе	2	1,4	1,2	1,05	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
На сжиженном газе	2,5	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
Электрическими	3,2	2,2	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,23	1,19

Примечания:

1) Удельные расчетные нагрузки для числа квартир, не указанного в таблице, определяются путем интерполяции.

2) Удельные расчетные нагрузки квартир учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т.д.), а также нагрузку слаботочных устройств и мелкого силового оборудования (щитки противопожарных устройств, автоматики, учета тепла и т.п., зачистные устройства мусоропроводов, подъемники для инвалидов).

3) Удельные расчетные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90 м²) в зданиях по типовым проектам.

4) Расчетную нагрузку для квартир с повышенной комфортностью следует определять в соответствии с заданием на проектирование или в соответствии с заявленной мощностью и коэффициентами спроса и одновременности.

5) Удельные расчетные нагрузки не учитывают покомнатное расселение семей в квартире.

6) Удельные расчетные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку, осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) помещений общественного назначения, нагрузку рекламы, а также применение в квартирах электрического отопления, электроводонагревателей и бытовых кондиционеров (кроме элитных квартир).

7) Для определения при необходимости значения утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты: 0,7 - для жилых домов с электрическими плитами и 0,5 - для жилых домов с плитами на газообразном и твердом топливе.

8) Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить, умножив значение нагрузки зимнего максимума на коэффициенты: 0,7 - для квартир с плитами на природном газе; 0,6 - для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе и 0,8 - для квартир с электрическими плитами.

9) Расчетные данные, приведенные в таблице, могут корректироваться для конкретного применения с учетом местных условий. При наличии документированных и утвержденных в установленном порядке экспериментальных данных расчет нагрузок следует производить по ним.

10) Нагрузка иллюминации мощностью до 10 кВт в расчетной нагрузке на вводе в здание учитываться не должна.

$$P_{р.лф} = K_{с.лф} \cdot \sum_{i=1}^m P_{лф.i} , \quad (2.3)$$

где $K_{с.лф}$ – коэффициент спроса, определяемый по таблице 2.2 в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий;

m – число лифтовых установок, питаемых линией;

$P_{лф.i}$ – установленная мощность электродвигателя i -го лифта по паспорту, кВт.

Расчетная нагрузка электродвигателей сантехнических устройств ($P_{с-т}$) определяется по формуле:

$$P_{с-т} = K_{с.с-т} \cdot \sum_{i=1}^n P_{с-т.i} , \quad (2.4)$$

где $K_{с.с-т}$ – коэффициент спроса для сантехнических устройств, определяемый по таблице 2.3;

n – число сантехнических устройств в доме;

$P_{с-т.i}$ – установленная мощность электродвигателя i -го сантехнического устройства по паспорту, кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома ($P_{р.ж.д}$) определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot P_c , \quad (2.5)$$

где K_y – коэффициент участия в максимуме, принимается равным 0,9.

Таблица 2.2 – Коэффициенты спроса лифтовых установок $K_{с.лф}$

Число лифтовых установок	Число этажей жилого дома	
	до 12	более 12
2-3	0,8	0,9
4-5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5

Таблица 2.3 – Коэффициенты спроса сантехнических устройств $K_{с.с-т}$

Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$	Число электродвигателей	$K_{с.с-т}$
2	1	20	0,65
5	0,8	30	0,6
10	0,7	50	0,55

Задание:

Рассчитать электрическую нагрузку для жилого дома. Данные для расчета брать согласно своего варианта из таблицы 2.4.

Таблица 2.4 – Технические данные жилого дома

Вариант	Кол-во этажей	Число квартир	Плиты	Кол-во лифтов	Мощность лифтовой установки, кВт	Кол-во с-т. уст.	Суммарная мощность с-т. уст., кВт
1	7	28	Прир. газ	1	3,0	6	14
2	7	56	Сжиж. газ	2	3,0	12	28
3	7	84	Электрич.	3	3,0	18	42
4	7	112	Прир. газ	4	3,0	24	56
5	9	36	Сжиж. газ	1	3,35	9	16
6	9	72	Электрич.	2	3,35	18	32
7	9	108	Сжиж. газ	3	3,35	27	48
8	9	144	Прир. газ	4	3,35	36	64
9	14	56	Электрич.	1	5,0	12	18
10	14	112	Прир. газ	2	5,0	24	36
11	14	168	Сжиж. газ	3	5,0	36	54
12	14	224	Электрич.	4	5,0	48	72
13	20	80	Сжиж. газ	1	5,5	15	21
14	20	160	Прир. газ	2	5,5	30	42
15	20	240	Электрич.	3	5,5	45	63

Практическая работа №3

Тема: Выбор сечения проводников по допустимому нагреву электрическим током

Цель: Изучить методику выбора сечения проводников по допустимому нагреву электрическим током. Научиться выбирать сечения жил проводов и кабелей по допустимому нагреву электрическим током.

Теоретические сведения

Проводники электрических сетей от проходящего по ним тока согласно закону Джоуля-Ленца нагреваются. Количество выделенной тепловой энергии Q пропорционально квадрату тока, сопротивлению проводника и времени протекания тока:

$$Q = 0,24 \cdot I^2 \cdot R \cdot t \quad (3.1)$$

Наращение температуры проводника происходит до тех пор, пока не наступит тепловое равновесие между теплом, выделяемым в проводнике с током, и отдачей в окружающую среду.

Чрезмерно высокая температура может привести к преждевременному износу изоляции, ухудшению контактных соединений и пожарной опасности. Поэтому ПУЭ устанавливаются предельно допустимые значения температуры нагрева проводников в зависимости от марки проводника и материала его изоляции в различных режимах.

Длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника, называется **предельно допустимым током по нагреву $I_{\text{доп}}$ (длительно допустимым $I_{\text{дл}}$)**. Значения максимальных длительно допустимых токов определены из условия допустимого теплового износа материала изоляции проводников различных марок и сечений, температуры окружающей среды и способа прокладки, безопасности обслуживания электрической сети, обеспечения надежности (срока службы) и экономичности.

Так, например, в таблицах 3.1-3.4 приведены значения допустимых длительных токов для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках.

При расчете сети по нагреву сначала выбирают марку проводника в зависимости от характеристики среды помещения, его конфигурации и способа прокладки сети. Затем переходят к выбору сечения проводников по условию допустимых длительных токов по нагреву. При этом определяют расчетный максимальный ток линии I_p . Для линий, запитывающих одиночный

электроприемник или группу до трех электроприемников, в качестве расчетного тока линии принимают соответственно номинальный ток электроприемника или сумму номинальных токов группы электроприемников.

Далее по таблицам длительно допустимых токов для принятой марки проводника и условий его прокладки выбирают такое сечение жил, для которого длительно допустимый ток $I_{\text{дл}}$ будет больше или равен расчетного тока линии:

$$I_{\text{дл}} \geq I_{\text{р}} \quad (3.2)$$

Значения допустимых длительных токовых нагрузок составлены для *нормальных условий* прокладки проводников: для температур жил $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$, окружающего воздуха $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и земли $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при условии, что в траншее уложен только один кабель. Если условия прокладки проводников отличаются от нормальных, то допустимый ток нагрузки определяется с поправкой на температуру ($k_{\text{т}}$) и поправкой на условия прокладки ($k_{\text{п}}$), зависящей от количества прокладываемых кабелей и расстояния между ними:

$$I'_{\text{дл}} = I_{\text{дл}} \cdot k_{\text{т}} \cdot k_{\text{п}} \quad (3.3)$$

С учетом поправочных коэффициентов $k_{\text{т}}$ и $k_{\text{п}}$ условие выбора сечений жил кабелей по нагреву (3.2) примет вид:

$$I_{\text{дл}} \geq \frac{I_{\text{р}}}{k_{\text{т}} \cdot k_{\text{п}}} \quad (3.4)$$

Токи нагрузки электроприемников повторно-кратковременного режима работы нагревают проводники в меньшей степени, чем токи длительного режима, поэтому их следует пересчитать (согласно ПУЭ) на условный приведенный длительный ток нагрузки. Выбор проводника по нагреву в этом случае производится из условия:

$$I_{\text{дл}} \geq \frac{I_{\text{ПВ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{0,875}, \quad (3.5)$$

где ПВ – продолжительность включения, о.е.;

$I_{\text{ПВ}}$ – ток повторно-кратковременного режима работы, А;

0,875 – коэффициент запас.

При необходимости условие (3.5) дополняется поправочными коэффициентами $k_{\text{т}}$ и $k_{\text{п}}$ по аналогии с условием (3.4).

В эксплуатации электрической сети возможны нарушения нормального режима ее работы: перегрузки, короткие замыкания, при которых ток резко возрастает выше расчетных значений. Поэтому электрические сети должны быть надежно защищены от аномальных (аварийных) режимов.

Таблица 3.1 – Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно-жильных	трех одно-жильных	четырёх одно-жильных	одного двух-жильного	одного трех-жильного
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

Таблица 3.2 – Допустимый длительный ток для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно-жильных	трех одно-жильных	четырёх одно-жильных	одного двух-жильного	одного трех-жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-
400	645	-	-	-	-	-

Таблица 3.3 – Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочке, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток*, А, для проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных	трехжильных		
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	-	-	-	-

* Примечание: Токи относятся к проводам и кабелям как с нулевой жилой, так и без нее.

Таблица 3.4 – Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных*.

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

* Примечание: Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по табл. 3.4, как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.

Таблица 3.5 – 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											
		-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	0,58	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

Пример №1:

Необходимо по допустимому нагреву выбрать сечение проводов с алюминиевыми жилами при прокладке в трубе в помещении с расчетной температурой 30°C для подключения электродвигателя со следующими техническими характеристиками:

Тип АИР132М2 $P_n = 11$ кВт, $\cos\varphi = 0,9$; $\eta = 88\%$; $k_I = 7,5$; $U_c = 380$ В.

Решение:

Определяем номинальный ток ЭД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,88} = 10,5 \text{ А}$$

По таблице 3.5 в зависимости от нормированной (условной) температуры среды (+25°C), нормированной температуры жил (+65°C) и фактической температуры (30°C) находим значение поправочного температурного коэффициента: $k_T = 0,94$.

$$I_{\text{пуск}} = k_I \cdot I_{\text{ном}} = 7,5 \cdot 10,5 = 78,8 \text{ А}$$

Задание:

Выбрать сечение жил проводов и кабелей для одиночных электроприемников, данные которых приведены в таблице 3.6, а также выбрать сечение жил для медного силового кабеля, питающего группу электроприемников, для которой осуществлялся расчет электрических нагрузок в практической работе №1.

Таблица 3.6 – Данные для расчета

Номер варианта	Электроприемник	Мощность двигателя, кВт	Способ прокладки	Материал жилы	Проводник	Температура окруж. среды, °С
1	Станок	5,5	открыто	медь	провод	15
	Пресс	22	в трубе	алюминий	кабель	20
	Кран-балка ПВ=60%	30	открыто	алюминий	провод	30
2	Станок	7,5	открыто	медь	кабель	20
	Пресс	18,5	в трубе	алюминий	провод	15
	Кран-балка ПВ=40%	22	в трубе	медь	шланг	30
3	Станок	4	открыто	медь	кабель	30
	Пресс	30	открыто	алюминий	провод	20
	Кран-балка ПВ=60%	15	в трубе	алюминий	кабель	15
4	Станок	3	в трубе	алюминий	провод	20
	Пресс	22	открыто	алюминий	кабель	30
	Кран-балка ПВ=40%	18,5	в трубе	медь	кабель	15
5	Станок	5,5	в трубе	алюминий	кабель	30
	Пресс	18,5	в трубе	алюминий	провод	15
	Кран-балка ПВ=60%	15	открыто	медь	провод	20
6	Станок	4	в трубе	медь	кабель	15
	Пресс	18,5	в трубе	алюминий	провод	30
	Кран-балка ПВ=40%	22	открыто	медь	кабель	20
7	Станок	3	в трубе	медь	провод	30
	Пресс	30	в трубе	алюминий	кабель	20
	Кран-балка ПВ=60%	22	открыто	медь	шланг	15
8	Станок	2,2	открыто	медь	провод	15
	Пресс	37	в трубе	алюминий	кабель	20
	Кран-балка ПВ=60%	7,5	открыто	алюминий	провод	30
9	Станок	1,5	открыто	медь	кабель	20
	Пресс	45	в трубе	алюминий	провод	15
	Кран-балка ПВ=40%	5	в трубе	медь	шланг	30
10	Станок	1,1	открыто	медь	кабель	30
	Пресс	55	открыто	алюминий	провод	20
	Кран-балка ПВ=60%	11	в трубе	алюминий	кабель	15

Продолжение таблицы 3.6

11	Станок	2,2	в трубе	алюминий	провод	20
	Пресс	45	открыто	алюминий	кабель	30
	Кран-балка ПВ=40%	11	в трубе	медь	кабель	15
12	Станок	1,5	в трубе	алюминий	кабель	30
	Пресс	55	в трубе	алюминий	провод	15
	Кран-балка ПВ=60%	7,5	открыто	медь	провод	20
13	Станок	1,1	в трубе	медь	кабель	15
	Пресс	37	в трубе	алюминий	провод	30
	Кран-балка ПВ=40%	5	открыто	медь	кабель	20
14	Станок	4	в трубе	медь	провод	30
	Пресс	37	в трубе	алюминий	кабель	20
	Кран-балка ПВ=60%	7,5	открыто	медь	шланг	15

Контрольные вопросы:

1. Объясните, почему происходит нагрев проводов и кабелей? Как нагрев связан с материалом проводника и его сечением?

2. Поясните, какой ток называется длительно допустимым током, и от чего зависят его значения?

3. Какие условия прокладки проводников считаются нормальными? Что необходимо предпринимать в расчетах при отклонении условий прокладки от нормальных?

4. Как происходит нагрев линий, питающих приемники, работающие в повторно-кратковременном режиме работы, и как это учитывается при расчетах?

5. Что может повлечь за собой незапланированное (аварийное) повышение тока в питающих проводах и кабелях, и что необходимо предпринимать в этом случае?

Практическая работа №4

Тема: Расчет и выбор аппаратов защиты

Цель: Изучить методику выбора защитной аппаратуры и расчета уставок аппаратов защиты. Научиться выбирать автоматические выключатели и предохранители для защиты электрических сетей.

Теоретические сведения

Неправильное определение аппаратов защиты и, как следствие, сечения проводов (кабелей) электрической внутрицеховой сети предприятий и гражданских зданий впоследствии может привести к пожару или к взрыву во взрывоопасных помещениях и гибели людей.

Защита электрических сетей напряжением до 1000 В внутрицеховых промышленных предприятий и в жилых и общественных зданиях должна выполняться в соответствии с гл. 3.1; 1.7; 7.1; разделом 6 ПУЭ и СП 31-110-2003 п.11.1 (СВОД ПРАВИЛ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ).

Выбор аппаратов защиты производится, исходя из:

- номинальных данных электроприемников, питающие линии которых будут защищать эти АЗ;
- параметров сети, питающей эти электроприемники;
- требований в отношении защиты приемников и сети от ненормальных режимов;
- эксплуатационных требований, в частности частоты включений;
- условий среды в месте установки аппаратов.

В качестве аппаратов защиты электроприемников и электрических сетей промышленных предприятий от коротких замыканий широко используются плавкие предохранители типа ПН2 и НПН и автоматические выключатели серии ВА и АЕ.

Номинальный ток плавкой вставки $I_{вст}$ предохранителя определяется по величине расчетного длительного тока $I_{дл}$ [9, с. 43]:

$$I_{вст} \geq I_{дл} \quad (4.1)$$

и по условию перегрузок пусковыми токами:

$$I_{вст} \geq \frac{I_{кр}}{\alpha} \quad (4.2)$$

где $I_{кр}$ – максимальный кратковременный (пиковый) ток, А;

α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки, который при легких условиях принимается равным 2,5; при тяжелых – 1,6...2,0; для ответственных электроприемников – 1,6.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления в сварочному аппарату или другому электроприемнику, работающему в повторно-кратковременном режиме, выбирают по условию [9, с. 43]:

$$I_{\text{вст}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{ном.ПВ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (4.3)$$

где $I_{\text{ном.ПВ}}$ – номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения (ПВ), А.

При выборе защитного аппарата для защиты линии, питающей однодвигательный приемник, в качестве длительного расчетного тока нагрузки принимается номинальный ток ЭД $I_{\text{ном}}$, А, а в качестве максимального кратковременного тока принимают пусковой ток ЭД $I_{\text{пуск}}$, А:

$$I_{\text{дл}} = I_{\text{ном}} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{пуск}} \quad (4.5)$$

Для линий с небольшим количеством ЭД ($n \leq 3$) и линий, питающих многодвигательные приемники (например, станок), в качестве максимального расчетного тока нагрузки принимается сумма номинальных токов этих ЭД или ЭД $\Sigma I_{\text{ном}}$, А, а в качестве максимального кратковременного тока принимают пиковый ток линии $I_{\text{пик}}$, А:

$$I_{\text{р}} = \Sigma I_{\text{ном}} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}_{\text{max}}} + \Sigma I'_{\text{ном}} \quad (4.7)$$

где $I_{\text{пуск}_{\text{max}}}$ – пусковой ток электроприемника группы с максимальной мощностью, А;

$\Sigma I'_{\text{ном}}$ – сумма номинальных токов электроприемников группы за исключением номинального тока ЭД с максимальной мощностью, А.

Для линий, питающих группы с достаточно большим числом электроприемников ($n > 3$), максимальный расчетных ток нагрузки $I_{\text{р}}$, А, определяется по одному из известных методов определения нагрузок (например, метод расчетных коэффициентов), а в качестве максимального кратковременного тока принимают пиковый ток линии $I_{\text{пик}}$, А, определяемый следующим образом:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}_{\text{max}}} + (I_{\text{р}} - k_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном}_{\text{max}}}) \quad (4.8)$$

где $I_{\text{пуск}_{\text{max}}}$ и $I_{\text{ном}_{\text{max}}}$ – соответственно пусковой и номинальный токи электроприемника группы с максимальной мощностью, А;

$k_{\text{и}}$ – коэффициент использования этого электроприемника, о.е.

Выбор автоматических выключателей производится по следующим условиям [9, с. 42]:

$$U_{Н.А} \geq U_C, \quad (4.9)$$

$$I_{Н.А} \geq I_{Н.Р}, \quad (4.10)$$

где $U_{Н.А}$ и $I_{Н.А}$ – соответственно номинальное напряжение и ток автоматического выключателя, В и А;

U_C – напряжение сети, В;

$I_{Н.Р}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А.

Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя $I_{Н.Р}$, А, для защиты силовых линий с одним электродвигателем следует выбирать, исходя из следующего условия:

$$I_{Н.Р} \geq 1,25 \cdot I_{ном}, \quad (4.11)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток двигателя, А.

Ток уставки срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{СРэ}$, А, автоматического выключателя для силовых линий с одним электродвигателем выбирается по условию:

$$I_{СРэ} \geq 1,25 \cdot I_{п}, \quad (4.12)$$

где $I_{п}$ – пусковой ток двигателя, А.

При установке автоматических выключателей на линиях к силовым электроприемникам, не имеющим в своем составе электродвигателей, коэффициент 1,25 не учитывается.

Для автоматических выключателей, защищающих групповые линии с несколькими приемниками, номинальный ток расцепителя автоматического выключателя $I_{Н.Р}$, А, следует выбирать, исходя из следующего условия:

$$I_{Н.Р} \geq 1,1 \cdot I_p, \quad (4.13)$$

где I_p – длительный расчетный ток линии, А.

Ток уставки срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{СРэ}$, А, автоматического выключателя выбирается по условию:

$$I_{СРэ} \geq (1,2 \div 1,25) \cdot I_{пик}, \quad (4.14)$$

где $I_{пик}$ – пиковый (максимальный кратковременный) ток линии, А.

Пример №1:

Необходимо выбрать аппарат защиты для электродвигателя привода насоса со следующими техническими характеристиками:

Тип АИР132М2 $P_H = 11$ кВт, $\cos\varphi = 0,9$; $\eta = 88\%$; $k_I = 7,5$; $U_c = 380$ В.

Решение:

Определяем номинальный ток ЭД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{5,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,88} = 10,5 \text{ А}$$

Определим пусковой ток ЭД:

$$I_{\text{пуск}} = k_I \cdot I_{\text{ном}} = 7,5 \cdot 10,5 = 78,8 \text{ А}$$

Запишем условия выбора предохранителя:

$$U_{\text{Н.ПР}} \geq 380 \text{ В}$$

$$I_{\text{Н.ПР}} \geq 10,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{вст}} \geq 10,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{вст}} \geq \frac{78,8}{2,5} = 39,4 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель типа ПН2-100 с номинальным током 100 А и током плавкой вставки $I_{\text{вст}} = 40$ А (см. таблица 4.3).

Пример №2:

Необходимо выбрать аппарат защиты для электродвигателя привода насоса со следующими техническими характеристиками:

Тип АИР132М2 $P_H = 11$ кВт, $\cos\varphi = 0,9$; $\eta = 88\%$; $k_I = 7,5$; $U_c = 380$ В.

Решение:

Определяем номинальный ток ЭД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{5,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,88} = 10,5 \text{ А}$$

Определим пусковой ток ЭД:

$$I_{\text{пуск}} = k_I \cdot I_{\text{ном}} = 7,5 \cdot 10,5 = 78,8 \text{ А}$$

Запишем условия выбора автоматического выключателя:

$$U_{\text{Н.А}} \geq 380 \text{ В}$$

$$I_{\text{Н.Р}} \geq 1,25 \cdot 10,5 = 13,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{СР}_3} \geq 1,25 \cdot 78,8 = 98,5 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА51-31 с номинальным током 100 А, уставкой теплового расцепителя 16 А и током срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{\text{НД}_3} = 16 \cdot 7 = 112$ А (см. таблица 4.4).

Пример №3:

Необходимо выбрать аппарат защиты для электродвигателя привода насоса со следующими техническими характеристиками:

Тип АИР132М2 $P_{\text{н}} = 11$ кВт, $\cos\varphi = 0,9$; $\eta = 88\%$; $k_{\text{I}} = 7,5$; $U_{\text{с}} = 380$ В.

Решение:

Определяем номинальный ток ЭД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{5,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,88} = 10,5 \text{ А}$$

Определим пусковой ток ЭД:

$$I_{\text{пуск}} = k_{\text{I}} \cdot I_{\text{ном}} = 7,5 \cdot 10,5 = 78,8 \text{ А}$$

Запишем условия выбора автоматического выключателя:

$$U_{\text{н.А}} \geq 380 \text{ В}$$

$$I_{\text{н.р}} \geq 1,25 \cdot 10,5 = 13,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.}} \geq 1,25 \cdot 78,8 = 98,5 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА51-31 с номинальным током 100 А, уставкой теплового расцепителя 16 А и током срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{\text{НД}_\gamma} = 16 \cdot 7 = 112$ А (см. таблица 4.4).

Задание:

1) Для электродвигателя, технические данные которого взять из таблицы 4.1 по варианту, произвести выбор предохранителя.

2) Для электродвигателя, технические данные которого взять из таблицы 4.2 по варианту, произвести выбор автоматического выключателя.

3) Для группы из двух электродвигателей, выбранных в п.п. 1 и 2, произвести выбор предохранителя.

4) Для группы электроприемников, подключенных к РП1 (из практической работы №1), произвести выбор автоматического выключателя.

Технические данные аппаратов защиты приведены в таблицах 4.3-4.5.

Таблица 4.1 – Технические данные электродвигателей

Номер варианта	Типоразмер двигателя	$P_{\text{ном}}$, кВт	n_0 , об/мин	η %	$\cos \varphi$	$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}}$
1	АИР71А2	0,75	3000	78,5	0,83	6
2	АИР71В2	1,1	3000	79	0,83	6
3	АИР80А2	1,5	3000	81	0,85	7
4	АИР80В2	2,2	3000	83	0,87	7
5	АИР90L2	3	3000	84,5	0,88	7
6	АИР100S2	4	3000	87	0,88	7,5
7	АИР100L2	5,5	3000	88	0,89	7,5
8	АИР112M2	7,5	3000	87,5	0,88	7,5
9	АИР132M2	11	3000	88	0,9	7,5
10	АИР160S2	15	3000	90	0,89	7
11	АИР160M2	18,5	3000	90,5	0,9	7
12	АИР180S2	22	3000	90,5	0,89	7
13	АИР180M2	30	3000	91,5	0,9	7,5
14	АИР200M2	37	3000	91,5	0,87	7
15	АИР200S2	45	3000	92	0,88	7,5

Таблица 4.2 – Технические данные электродвигателей

Номер варианта	Типоразмер двигателя	$P_{\text{ном}}$, кВт	n_0 , об/мин	η %	$\cos \varphi$	$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}}$
1	АИР180S4	22	1500	90,5	0,87	7
2	АИР180M4	30	1500	92	0,87	7
3	АИР200M4	37	1500	92,5	0,89	7,5
4	АИР200L4	45	1500	92,5	0,89	7,5
5	АИР225M4	55	1500	93	0,89	7
6	АИР250S4	75	1500	94	0,88	7,5
7	АИР250M4	90	1500	94	0,89	7,5
8	АИР280S4	110	1500	93,5	0,91	6,5
9	АИР280M4	132	1500	94	0,93	6,5
10	АИР100L4	4	1500	85	0,84	7
11	АИР112M4	5,5	1500	85,5	0,86	7
12	АИР132S4	7,5	1500	87,5	0,86	7,5
13	АИР132M4	11	1500	87,5	0,87	7,5
14	АИР160S4	15	1500	90	0,89	7
15	АИР160M4	18,5	1500	90,5	0,89	7

Таблица 4.3 – Номинальные данные предохранителей

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
		предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-63	380	63	6; 10; 16; 20; 25; 31; 40; 63	10
ПН2-100	380	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	100
ПН2-250	380	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
ПН2-400	380	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	380	630	315; 400; 500; 630	25

Таблица 4.4 – Технические данные автоматических выключателей ВА-51 и ВА-52 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к I_{HP}
	выключателя, I_{HA}	расцепителя, I_{HP}	
ВА 51Г-25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	14
ВА 51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10
ВА 51-31	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА 51Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14
ВА 52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА 51-33 ВА 52-33	160	80; 100; 125; 160	10
ВА 51Г-33 ВА 52Г-33	160	80; 100; 125; 160	14
ВА 51-35 ВА 52-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12
ВА 51-37 ВА 52-37	400	250; 320; 400	10
ВА 51-39	630	400; 500; 630	10
ВА 52-39	630	250; 400; 500; 630	10

Таблица 4.5 – Технические данные автоматических выключателей серии ВА 53, ВА 55, ВА75 с полупроводниковыми максимальными расцепителями

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, I_N , А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная $I_{НР}$.
ВА 53-37 ВА 55-37 ВА 55-39	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10
ВА 53-39	160; 250; 400; 630	-
ВА 53-41 ВА 55-41	1000 1600	2; 3; 5; 7
ВА 53-43 ВА 55-43	2500	2; 3; 5
ВА 75-45	2500	2; 3; 5; 7
ВА 75-47	4000	2; 3; 5

Примечание: Выключатели допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя ($I_{НР}$) тремя ступенями в пределах от номинального тока выключателя I_N до $0,8 \cdot I_N$ или до $0,6 \cdot I_N$. Например, ВА 55-37 на 250 А может иметь $I_{НР} = 250; 200; 157,5$ А.

Контрольные вопросы:

1. Какой аппарат защиты можно использовать для защиты:
 - а) от перегрузок; б) от токов коротких замыканий?
2. Когда должны использоваться аппараты защиты:
 - а) от перегрузок; б) от токов коротких замыканий?
3. Укажите, где должны устанавливаться аппараты защиты от токов КЗ?
4. Поясните, для чего в условии выбора плавкой вставки предохранителя (4.2) введен коэффициент α ?

Практическая работа №5

Тема: Расчет электрических сетей по потере напряжения

Цель: Изучить методику расчета электрических сетей по потере напряжения. Научиться проверять выбранные сечения проводников электрических сетей по допустимой потере напряжения.

Теоретические сведения

Электрические сети, рассчитанные по допустимому нагреву, проверяют по потере напряжения. При передаче электроэнергии по проводам часть напряжения теряется на сопротивлении проводов и в результате в конце линии, т. е. у электроприемников, напряжение становится меньшим, чем в начале линии.

Согласно ГОСТ 13109-97 в электрических сетях до 1 кВ в нормальном режиме допускаются отклонения напряжения от номинального в пределах от -5 до +5%, т. е. для того чтобы электроприемники могли нормально работать и выполнять заложенные в них функции, напряжение на их выводах должно быть не менее 95% U и не более 105% U .

Таким образом, выбранное сечение проводников должно соответствовать также условиям обеспечения электроприемников качественной электрической энергией. Потери напряжения в элементах системы электроснабжения не нормируются. Однако допускается считать, что потери напряжения не должны превышать 1,5...1,8% в магистральном шинопроводе; 2...2,5 % в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой; 4...6% в сетях 0,38 кВ (от ТП до ввода в здания).

В общем случае допустимая потеря напряжения в электрических сетях до 1 кВ от источника питания (ТП) до электроприемника определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = U_{\text{х.х}\%} - \Delta U_{\text{т}\%} - U_{\text{min}\%} \quad (5.1)$$

где $U_{\text{х.х}\%}$ – напряжение холостого хода трансформатора, $U_{\text{х.х}\%} = 105\%$;

$\Delta U_{\text{т}\%}$ – потеря напряжения в питающем трансформаторе;

$U_{\text{min}\%}$ – минимально допустимое напряжение на зажимах электроприемника, $U_{\text{min}\%} = 95\%$;

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = 10 - U_{\text{т}\%} \quad (5.2)$$

$$\Delta U_{\text{т}\%} = \beta_{\text{т}} \cdot (U_{\text{а}\%} \cdot \cos \varphi_{\text{т}} - U_{\text{р}\%} \cdot \sin \varphi_{\text{т}}) \quad (5.3)$$

где $\beta_{\text{т}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{н.т}}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$$U_{a\%} = \frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{н.т}} \quad - \quad \text{активная составляющая напряжения КЗ}$$

трансформатора;

ΔP_k - номинальные потери мощности КЗ трансформатора;

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{к\%}^2 - U_{a\%}^2} \quad - \quad \text{реактивная составляющая напряжения КЗ}$$

трансформатора;

$U_{к\%}$ - напряжения КЗ трансформатора;

$\cos \varphi_T$ - коэффициент мощности нагрузки трансформатора.

Фактические потери напряжения в трехфазной линии переменного тока можно определить по формуле:

$$\Delta U_{\phi\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_H} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \quad (5.4)$$

где I_p - расчетный ток линии, А;

L - длина линии, км;

r_0, x_0 - соответственно активное и реактивное сопротивление 1 км проводника линии, Ом/км (таблица 5.1);

U_H - номинальное напряжение линии, В.

Фактическая потеря напряжения должна быть меньше допустимой потери напряжения. Если окажется, что фактическая потеря напряжения больше допустимой величины, то выбирают проводник (проводники) большего на одну ступень сечения и повторяют проверочный расчет.

Пример:

В упрощенной форме (без учета способа прокладки, условий окружающей среды) по допустимому нагреву выбрать кабель, питающий распределительный шкаф (ШР) и проверить его по потере напряжения. Длина кабельной линии (L) 42 м. Данные нагрузки распределительного шкафа: установленная мощность 28,6 кВт; $\cos \varphi = 0,85$; $K_c = 0,8$. Допустимая потеря напряжения для рассчитываемого участка сети 4%.

Решение:

Определяем расчетную мощность ШР:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,8 \cdot 28,6 = 22,9 \text{ кВт}$$

Расчетный ток распределительного шкафа:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{22,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85} = 40,9 \text{ А}$$

Выбираем по условию нагрева (3.2) кабель АВВГ 3×10+1×6 мм² с длительно допустимым током 42 А. Фактическая потеря напряжения в кабеле, питающем ШР, определяется по формуле (5.4):

$$\Delta U_{\text{ф}\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 40,9 \cdot 42 \cdot 100}{380} \cdot (3,33 \cdot 0,85 + 0,073 \cdot 0,52) = 2,2\%$$

где $r_0 = 3,33$ Ом/км и $x_0 = 0,73$ Ом/км – соответственно удельные активное и реактивное сопротивления алюминиевого кабеля сечением 10 мм² (по таблица 5.1).

$$\Delta U_{\text{ф}\%} = 2,2\% < \Delta U_{\text{доп}\%} = 4\%$$

Выбранный по допустимому нагреву кабель удовлетворяет допустимой потере напряжения.

Таблица 5.1 – Активное и индуктивное сопротивление проводов и кабелей с медными и алюминиевыми жилами

Сечение проводника, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км, $t = 20^\circ\text{C}$		Индуктивное сопротивление (меди и алюминия), Ом/км	
	меди	алюминия	для воздушных линий при расстоянии между проводами 15 см	для проводов, проложенных в трубах, и кабелей
2,5	8,0	13,39	0,335	0,098
4	5,0	8,35	0,332	0,095
6	3,0	5,56	0,323	0,090
10	2,0	3,33	0,308	0,073
16	1,25	2,08	0,286	0,067
25	0,8	1,335	0,272	0,066
35	0,572	0,952	0,262	0,064
50	0,4	0,668	0,250	0,062
70	0,287	0,477	0,240	0,061
95	0,211	0,352	0,228	0,06
120	0,167	0,278	0,223	0,06
150	0,133	0,222	0,214	0,059

Задание:

Для заданной схемы электрической сети (рисунок 5.1) рассчитать сечение жил питающего распределительный шкаф (ШР) кабеля по нагреву электрическим током и проверить выбранное сечение по потере напряжения.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.2.

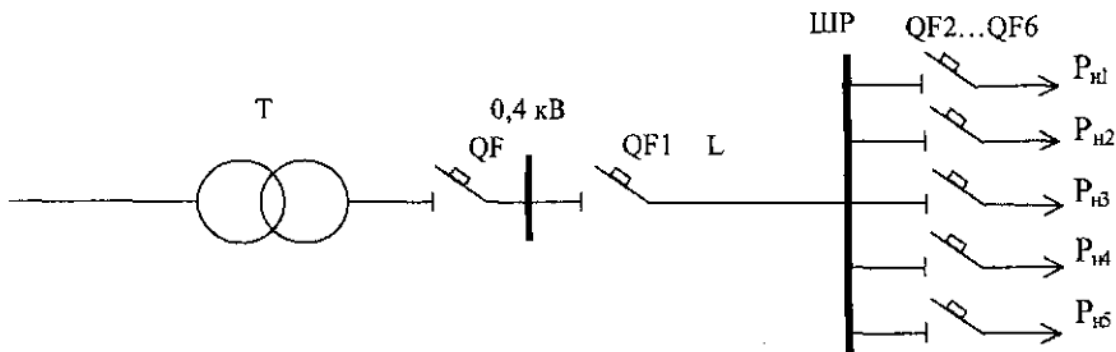


Рисунок 5.1 – Схема электрической сети

Таблица 5.1 – Исходные данные

№ вар.	P_1 , кВт	P_2 , кВт	P_3 , кВт	P_4 , кВт	P_5 , кВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3$	$\cos\varphi_4$	$\cos\varphi_5$	L	K_c	$\Delta U_{\text{доп}}\%$
1	7,3	12,7	9,3	24,3	3,5	0,6	0,75	0,8	0,7	0,75	37	0,8	3,5
2	6,5	19,3	4,2	19,5	10,0	0,7	0,75	0,6	0,7	0,8	49	0,85	4
3	14,7	4,3	0,95	9,6	7,9	0,7	0,8	0,85	0,8	0,8	55	0,85	6
4	10,7	4,5	8,0	24,7	12,8	0,75	0,75	0,8	0,6	0,6	35	0,8	5
5	9,8	4,0	13,7	18,5	1,8	0,7	0,75	0,8	0,8	0,6	40	0,8	5,5
6	10,3	17,0	8,4	4,8	16,5	0,75	0,7	0,8	0,6	0,6	68	0,8	4,7
7	12,7	8,4	3,15	9,1	4,8	0,7	0,7	0,85	0,8	0,6	57	0,85	5,2
8	10,5	9,6	24,5	4,0	6,4	0,7	0,75	0,8	0,8	0,6	70	0,8	4,3
9	21,0	9,3	12,7	4,5	7,3	0,6	0,6	0,8	0,85	0,7	65	0,85	5,8
10	18,5	3,7	22,0	4,8	6,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,85	50	0,85	4,6
11	12,6	14,3	7,3	4,5	2,2	0,7	0,6	0,6	0,8	0,7	45	0,85	3,9
12	6,15	9,3	20,5	11,4	2,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	40	0,8	4,4
13	9,6	12,3	4,0	5,5	16,8	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	73	0,8	5,4
14	16,3	3,7	19,2	4,1	2,1	0,8	0,7	0,6	0,8	0,6	55	0,85	6,2
15	3,0	9,1	14,3	19,0	4,8	0,6	0,6	0,8	0,6	0,6	60	0,8	4,8

Контрольные вопросы:

1. Каким образом потеря напряжения в электрической сети влияет на работу электроприемников?

2. Что нужно предпринять в случае, когда выбранный по допустимому нагреву кабель не удовлетворяет допустимой потере напряжения?

Практическая работа №6

Тема: Расчет мощности компенсирующих устройств

Цель: Изучить методику расчета и выбора компенсирующего устройства (КУ). Научиться рассчитывать и выбирать КУ.

Теоретические сведения

Под *реактивной мощностью* понимается электрическая нагрузка, создаваемая колебаниями энергии электромагнитного поля. В отличие от активной, реактивная мощность, циркулируя между источниками и потребителями, не выполняет полезной работы. Принято считать, что реактивная мощность потребляется (Q_L), если нагрузка носит индуктивный характер (ток отстает по фазе от напряжения), и генерируется (Q_C) при емкостном характере нагрузки (ток опережает по фазе напряжение).

Реактивная мощность запасается в виде магнитного и электрического полей в элементах электрической сети, электроприемниках, обладающих индуктивностью и емкостью.

Основными электроприемниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели – на их долю приходится 60...65 % потребляемой реактивной мощности, 20...25 % – на трансформаторы, 10... 15 % – на другие электроприемники (преобразователи, реакторы, газоразрядные источники света), линии электропередачи.

Реактивная мощность производится генераторами электрических станций, синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, конденсаторными установками, линиями электропередачи. Естественными источниками реактивной мощности являются только генераторы и линии электропередачи.

Под *компенсацией реактивной мощности* понимается снижение реактивной мощности, циркулирующей между источниками тока и электроприемниками, а следовательно, и снижение тока в генераторах и сетях.

Проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности дает значительный технико-экономический эффект, заключающийся в снижении потерь активной мощности:

$$\Delta P = \frac{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2}{U_H^2}, \quad (6.1)$$

потерь напряжения:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R + (Q_p - Q_k) \cdot X}{U_H} \quad (6.2)$$

в лучшем использовании основного оборудования, в увеличении пропускной способности элементов сети по активной мощности:

$$S = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_k)^2} \quad (6.3)$$

где Q_k – мощность компенсирующих устройств.

Во вновь проектируемых электрических сетях компенсация реактивной мощности позволяет снизить число и мощность силовых трансформаторов, сечения проводников линий и габариты аппаратов распределительных устройств.

При снижении потребления реактивной мощности Q до значения $(Q - Q_k)$ величина угла φ_1 уменьшается до угла φ_2 (рисунок 6.1), что приводит к увеличению коэффициента мощности при постоянной величине передаваемой активной мощности до значения

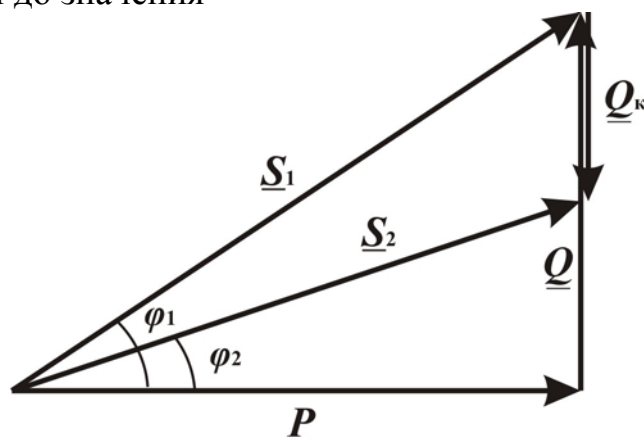


Рисунок 6.1 – Диаграмма, иллюстрирующая работу компенсирующего устройства

Компенсировать реактивную мощность экономически целесообразно до определенных, нормативных значений, установленных для характерных узлов электрической сети.

До 1974 г. основным нормативным показателем, характеризующим потребляемую реактивную мощность, был коэффициент мощности ($\cos\varphi$), определяющий, какую часть при неизменной полной (S) составляет активная мощность (P):

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{W_{at}}{\sqrt{W_{at}^2 + W_{pt}^2}}, \quad (6.4)$$

где W_{at} и W_{pt} – расход соответственно активной и реактивной энергии за время t .

На границе раздела потребителя и энергоснабжающей организации в зависимости от места присоединения потребителя в энергетической системе средневзвешенное значение коэффициента мощности должно было находиться в пределах 0,85...0,95.

Выбор коэффициента мощности в качестве нормативного не давал четкого представления о динамике изменения реального значения реактивной мощности. Например, при уменьшении коэффициента мощности с 0,95 до 0,94 реактивная мощность изменяется на 10 % , а при уменьшении этого же коэффициента с 0,99 до 0,98 – уже на 42 %. Поэтому был введен коэффициент реактивной мощности, который на границе раздела системы электроснабжения предприятия и энергосистемы определяется как:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_3}{P_3} \quad (6.5)$$

где Q_3 – оптимальная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума активной нагрузки в энергосистеме; P_3 – заявленная предприятием активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы.

Существуют два пути снижения реактивных нагрузок:

а) снижение реактивной мощности без применения средств компенсации, не требующее больших материальных затрат, которое должно проводиться в первую очередь;

б) установка специальных компенсирующих устройств.

К специальным компенсирующим устройствам относятся: а) синхронные компенсаторы (СК); б) конденсаторные батареи (КБ); в) статические источники реактивной мощности (ИРМ).

Наибольшее применение в сетях потребителей нашли КБ. В сетях с резкопеременной, ударной нагрузкой на напряжении 6-10 кВ рекомендуется применение статических ИРМ. Для компенсации больших реактивных нагрузок, чаще в энергосистемах, применяются СК.

В основе расчета мощности компенсирующих устройств при проектировании систем электроснабжения лежит критерий минимума приведенных затрат на конденсаторные батареи до и выше 1 кВ, трансформаторные подстанции (ТП) и потери электроэнергии в питающих ТП электрических сетях.

В действующих системах электроснабжения мощность компенсирующих устройств можно определить по следующему выражению:

$$Q_{к.р} = a \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_k) \quad (6.6)$$

где $Q_{к.р}$ – расчётная мощность КУ, кВар;

α – коэффициент учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается равным $\alpha = 0,9$;

P_p – максимальная расчетная активная нагрузка, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ и $\operatorname{tg} \varphi_k$ – соответственно коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.

Компенсацию реактивной мощности по опыту эксплуатации производят до получения значения $\cos \varphi_k = 0,92 \div 0,95$.

Задавших $\cos \varphi_k$ из этого промежутка, определяют $\operatorname{tg} \varphi_k$.

Значения P_p и $\operatorname{tg} \varphi$ определяют по результату расчета электрических нагрузок силовых приемников и сети освещения.

Задавшись типом КУ, зная расчётную реактивную мощность и напряжение, выбирают стандартную компенсирующую установку близкую по мощности. Применяются комплектные конденсаторные установки (ККУ) или конденсаторы, предназначенные для этой цели.

После выбора стандартного КУ определяется фактическое значение $\cos \varphi_{\phi}$ по выражению:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\phi} = \operatorname{tg} \varphi - \frac{Q_{\text{к.ст}}}{\alpha \cdot P_{\text{м}}} \quad (6.7)$$

где $Q_{\text{к.ст}}$ – стандартное значение мощности выбранного КУ, кВар.

По $\operatorname{tg} \varphi_{\phi}$ определяют $\cos \varphi_{\phi}$:

$$\cos \varphi_{\phi} = \cos(\operatorname{arc} \operatorname{tg} \varphi_{\phi}) \quad (6.8)$$

Задание:

Рассчитать мощность компенсирующего устройства и выбрать конденсаторную батарею по исходным данным для своего варианта.

Исходные данные взять из расчета электрических нагрузок группы электроприемников в практической работе №1, произвести необходимые расчеты и выбор КУ, результаты расчета оформить в «Сводную ведомость нагрузок» (таблица 6.2).

Пример:

Произведем выбор и расчет мощности компенсирующего устройства для проектируемого объекта. Исходные данные по нагрузкам объекта представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные по нагрузкам

Параметр	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{\text{м}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{м}}, \text{ кВар}$	$S_{\text{м}}, \text{ кВА}$
Итого по НН без КУ	0,66	1,15	178,24	204,22	271,06

Задаемся значением коэффициента мощности: $\cos \varphi_{\text{к}} = 0,95$.

Из этого значения определяем $\operatorname{tg} \varphi_{\text{к}} = 0,33$.

Определяем расчетную реактивную мощность КУ по (6.6):

$$Q_{\text{к.р}} = 0,9 \cdot 178,24 \cdot (1,15 - 0,33) = 131,54 \text{ кВар}$$

Выбираем стандартную компенсирующую установку типа УКН-0,38-150 мощностью 150 кВар. Определяем фактическое значение $\operatorname{tg} \varphi_{\phi}$ по (6.7):

$$\operatorname{tg} \varphi_{\phi} = 1,15 - \frac{150}{0,9 \cdot 178,24} = 0,21$$

По $\operatorname{tg} \varphi_{\phi}$ определяем фактическое значение $\cos \varphi_{\phi}$ по (6.8):

$$\cos \varphi_{\phi} = \cos(\operatorname{arc} \operatorname{tg} 0,21) = 0,98$$

Расчетные данные заносим в таблицу 6.2, где определяем параметры нагрузки после компенсации (строка «Итого по НН с КУ») путем вычитания из расчетной реактивной мощности объекта мощность выбранной КУ.

Потери в трансформаторе, определяются по выражениям:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{M(НН)} \quad (6.9)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{M(НН)} \quad (6.10)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} \quad (6.11)$$

Определяем потери в трансформаторе по (6.9) – (6.11):

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 186,3 = 3,73 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 186,3 = 18,63 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_T = \sqrt{3,73^2 + 18,63^2} = 19,0 \text{ кВА}$$

Расчетные данные заносим в таблицу 6.2 (строка «Потери»), где затем определяем параметры нагрузки на стороне ВН.

Таблица 6.2 – Сводная ведомость нагрузок

Нагрузка \ Параметр	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_M , кВт	Q_M , кВар	S_M , кВА
Итого по НН без КУ	0,66	1,15	178,24	204,22	271,06
КУ				150	
Итого по НН с КУ	0,98	0,21	178,24	54,22	186,3
Потери			3,73	18,63	19,0
Всего по ВН с КУ			181,97	72,85	196,01

Контрольные вопросы:

1. Объясните, что такое реактивная мощность, и какова природа ее происхождения?
2. В чем заключается сущность компенсации реактивной мощности?
3. Какими показателями характеризуется потребляемая реактивная мощность?
4. Какие существуют пути снижения реактивных нагрузок?

Технические характеристики компенсирующих устройств

Компенсаторы реактивной мощности регулируемые серии КРМ-0,4 предназначены для автоматического и ручного регулирования коэффициента мощности в распределительных сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением от 230 до 690 В.

Структура условного обозначения КРМ-0,4

КРМ-0,4-XXXX-YY-GG-N-Z-IPLL:

КРМ- компенсатор реактивной мощности;

- 0,4 – рабочее напряжение (400 В);

- XXXX – мощность установки, кВар;

- YY - число ступеней (1 – 12);

- GG - мощность ступени регулирования, кВар;

- N - вид исполнения коммутатора:

К – контакторный

Т – тиристорный

- Z - вид климатического исполнения (У3, Т3, УХЛ2) по ГОСТ 15150-69;

- LL - степень защиты (IP20, IP40, IP54) по ГОСТ14254-96.

Модель	Степень защиты	Мощность установки, кВар	Мощность ступени, кВар	Число ступеней
КРМ-0,4-20-4-К-У3	IP20	20	5	4
КРМ-0,4-30-4-К-У3		30	7,5	
КРМ-0,4-40-4-К-У3		40	10	
КРМ-0,4-50-4-К-У3		50	12,5	
КРМ-0,4-60-4-К-У3		60	15	
КРМ-0,4-80-4-К-У3		80	20	
КРМ-0,4-100-4-К-У3		100	25	
КРМ-0,4-125-5-К-У3		125	25	5
КРМ-0,4-150-6-К-У3		150	25	6
КРМ-0,4-200-4-К-У3		200	50	4
КРМ-0,4-200-5-К-У3		200	25	5
КРМ-0,4-250-5-К-У3		250	50	5
КРМ-0,4-300-6-К-У3		300	50	6

KPM-0,4-350-7-K-Y3		350	50	7
KPM-0,4-400-8-K-Y3		400	50	8
KPM-0,4-500-10-K-Y3		500	50	10