	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Башкирский государственный аграрный университет»	Приложение к ОПОП ВО
		Методические указания к практическим занятиям

ФТД.В.01 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ

Методические указания к практическим занятиям

Направление подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль подготовки
Электроснабжение

Квалификация (степень) выпускника
Бакалавр

Уфа 2025

Рекомендовано к изданию кафедрой электроснабжения и автоматизации технологических процессов (протокол № 8 от 27 марта 2025 г.) и методической комиссией энергетического факультета (протокол № 7 от 27 марта 2025 г.)

Составитель – канд. техн. наук, доцент Тухватуллин М.И.

Ответственный за выпуск – заведующий кафедрой электроснабжения и автоматизации технологических процессов, канд. техн. наук, доцент Ахметшин А.Т.

г. Уфа, Башкирский ГАУ, кафедра электроснабжения и автоматизация
технологических процессов

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ ПОДСТАНЦИЙ: ЗАГРАДИТЕЛЯХ ВЧ-СВЯЗИ, ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРАХ	4
2 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	8
3 РАСЧЕТ УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ ПОДСТАНЦИЙ	11
4 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЬЮ СИСТЕМЫ УЧЕТА	14
5 РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ	16
6 АНАЛИЗ И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕТИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	20
7 РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АССИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ	26
8 РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕНТИЛЬНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ	28
9 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДОПУСТИМОГО ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТОЧКЕ ЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ	30
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	34
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	46

1 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ ПОДСТАНЦИЙ: ВЧ-СВЯЗИ, ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРАХ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету технологических потерь электроэнергии в оборудовании подстанций.

1.1 Расчетные формулы

Общую величину потерь (ΔP_T) активной мощности (кВт) в трансформаторе определяют по формуле

$$\Delta P_T = \Delta P_{ст} + \Delta P_{об} K_3^2, \quad (1.1)$$

где ΔP_T – потери в стали, кВт; при $V_{ном}$ от нагрузки не зависят, а зависят только от мощности трансформатора;

$\Delta P_{об}$ – потери в обмотках, кВт; при номинальной нагрузке трансформатора зависят от нагрузки, $\Delta P_{об} \approx \Delta P_{кз}$ (потери КЗ, кВт); $\Delta P_{ст} \approx \Delta P_{хх}$;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, отн. ед. Это отношение фактической нагрузки трансформатора к его номинальной мощности

$$K_3 = \frac{S_\phi}{S_T}, \quad (1.2)$$

Общую величину потерь (ΔQ_T) реактивной мощности (квар) в трансформаторе определяют по формуле

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{ст} + \Delta Q_{рас} K_3^2, \quad (1.3)$$

где $\Delta Q_{ст}$ – потери реактивной мощности на намагничивание, квар. Намагничивающая мощность не зависит от нагрузки,

$$\Delta Q_{ст} = i_{хх} S_{н.т} \cdot 10^{-2}; \quad (1.4)$$

$\Delta Q_{рас}$ – потери реактивной мощности рассеяния в трансформаторе при номинальной нагрузке,

$$\Delta Q_{рас} \approx u_{кз} S_{н.т} \cdot 10^{-2}, \quad (1.5)$$

где $i_{хх}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

$u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Значения $\Delta P_{хх}$, $\Delta P_{об}$, $i_{хх}$, $u_{кз}$ берут по данным каталогов для конкретного трансформатора.

На основании потерь мощности можно определить потери электроэнергии. Для определения потерь электроэнергии применяют метод, основанный на понятиях времени использования потерь (τ) и времени использования максимальной нагрузки (Γ_M).

Время максимальных потерь (τ) – условное число часов, в течение которых максимальный ток, протекающий непрерывно, создает потери энергии, равные действительным потерям энергии за год.

Время использования максимума нагрузки (T_m) – условное число часов, в течение которых работа с максимальной нагрузкой передает за год столько энергии, сколько при работе по действительному графику.

$\tau = F(\cos \varphi, T_m)$ определяется по графику (рисунок 1.1).

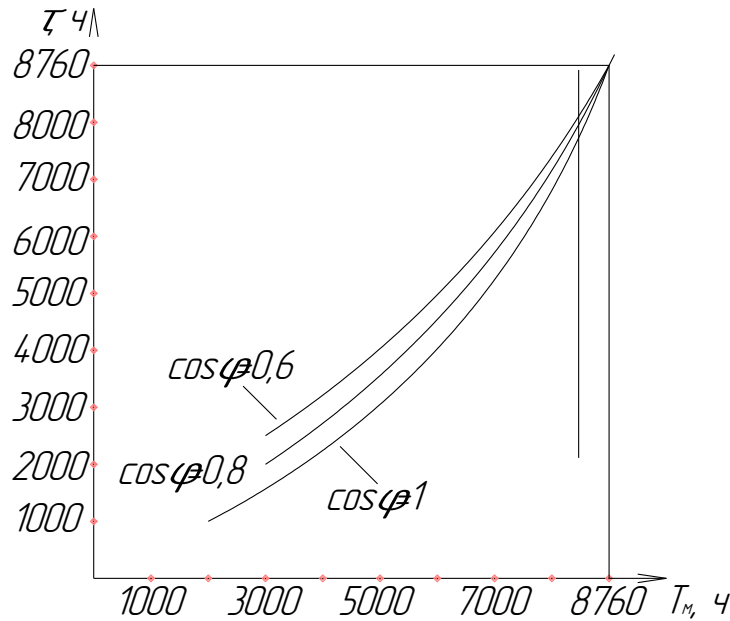


Рисунок 1.1 График зависимости $\tau = F(\cos \varphi, T_m)$

Общая потеря активной энергии (кВт·ч) в трансформаторе определяется по формуле

$$\Delta W_{a.t} = \Delta W_{ct} + \Delta W_{ob} = \Delta P_{ct} t + \Delta P_{ob} K_3^2 \tau. \quad (1.6)$$

Общая потеря реактивной энергии (квар·ч) в трансформаторе определяется по формуле

$$\Delta W_{p.t} = S_{n.t} (i_{xx} t + u_{k3} K_3^2 \tau) \cdot 10^{-2}. \quad (1.7)$$

Пример.

Трансформатор ЭС-Бл.

ТД 80000-220/10,5

$\Delta P_{xx} = 79$ кВт;

$\Delta P_{k3} = 315$ кВт;

$u_{k3} = 11\%$;

$i_{xx} = 0,45\%$;

$K_3 = 0,99$;

$\cos \varphi = 0,8$;

$T_m = 5000$ ч;

$t = 5500$ ч.

Требуется:

– определить потери мощности за год (ΔP_t , ΔQ_t , ΔS_t);

– определить потери энергии за год ($\Delta W_{a.t}$, $\Delta W_{p.t}$, ΔW_t).

Решение:

Определяются потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = \Delta P_{CT} + \Delta P_{об} K_3^2 = 79 + 315 \cdot 0,99^2 = 387,7 \text{ кВт} \approx 3,9 \cdot 10^2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{CT} \approx \Delta P_{XX} = 79 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{об} \approx \Delta P_{K3} = 315 \text{ кВт}.$$

Определяются потери реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{CT} + \Delta Q_{рас} K_3^2 = 3,6 \cdot 10^2 + 88 \cdot 10^2 \cdot 0,99^2 = 89,9 \cdot 10^2 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{CT} = i_{XX} S_{н.т} \cdot 10^{-2} = 0,45 \cdot 80000 \cdot 10^{-2} = 360 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{рас} \approx u_{K3} S_{н.т} \cdot 10^{-2} \approx 11 \cdot 80000 \cdot 10^{-2} = 88 \cdot 10^2 \text{ квар}.$$

Определяются полные потери мощности в трансформаторе

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{(3,9 \cdot 10^2)^2 + (89,9 \cdot 10^2)^2} = 90,1 \cdot 10^2 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Определяются потери активной энергии в трансформаторе

$$\Delta W_{a.T} = \Delta W_{CT} + \Delta W_{об} = \Delta P_{CT} t + \Delta P_{об} K_3^2 \tau$$

$$= \Delta P_{XX} t + \Delta P_{K3} K_3^2 \tau = 79 \cdot 5500 + 315 \cdot 0,09 \cdot 3500 = 1,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

По графику рисунок 1.1 определяется

$$\tau = F(\cos \varphi, T_M) = F(0,8, 5000) = 3500 \text{ ч}.$$

Определяются потери реактивной энергии в трансформаторе

$$\Delta W_{p.T} = S_{н.т} (i_{XX} t + u_{K3} K_3^2 \tau) \cdot 10^{-2} = 80000 \cdot (0,45 \cdot 5500 + 11 \cdot 0,99^2 \cdot 3500) \cdot 10^{-2} = 32,2 \cdot 10^6$$

квар·ч.

Определяются полные потери энергии в трансформаторе

$$\Delta W_T = \sqrt{\Delta W_{a.T}^2 + \Delta W_{p.T}^2} = \sqrt{(1,5 \cdot 10^6)^2 + (32 \cdot 10^6)^2} = 34,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{А} \cdot \text{ч}.$$

1.2 Задачи для самостоятельного решения

Определить потери мощности (ΔP_T , ΔQ_T , ΔS_T) и потери энергии ($\Delta W_{a.T}$, $\Delta W_{p.T}$, ΔW_T) за год. Исходные данные принять в соответствии с вариантом (таблица 1.1.)

Таблица 1.1. Варианты задания

Вариант	Трансформатор (место установки)	K_3	$\cos \varphi$	T_M , ч	T , ч	Дополнительные сведения
1	2	3	4	5	6	7
1	УРП	РПЗ-3		3000	4000	УРП – узловая рас- пределительная под- станция; ЭС – электростанция; ГРУ – генераторное распределительное устройство; Бл. – блочный
2	ЭС-ГРУ	РПЗ-1		8000	4500	
3	ЭС-Бл.	РПЗ-1		3500	5000	
4	УРП	РПЗ-3		7500	5500	
5	ЭС-ГРУ	РПЗ-1		4000	6000	

1.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) С чем связаны коммерческие потери электроэнергии?
- 2) Какие потери электроэнергии относятся к техническим?
- 3) Какие факторы выступают в качестве конкурирующих при выборе путей рационального построения электрической сети?
- 4) В чем заключается структурный анализ потерь электроэнергии?
- 5) Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах?
- 6) Какие составляющие входят в потери электроэнергии холостого хода в воздушных и кабельных линиях?
- 7) От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
- 8) Какие параметры влияют на потери электроэнергии в сопротивлениях линии?
- 9) От чего зависит активное сопротивление провода линии, находящейся под нагрузкой?
- 10) Что такое коэффициент загрузки трансформатора?
- 11) Что такое коэффициент трансформации?
- 12) С чем связаны потери электрической энергии в трансформаторе?

2 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету потерь энергии в линиях электропередач.

2.1 Расчетные формулы

Потери энергии за год в трехфазной линии с нагрузкой на конце

$$\Delta A = 3r \int_0^{8760} I^2 dt = 3r I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3r I_{\text{max}}^2 \tau, \quad (2.1)$$

где r - сопротивление фазного провода, Ом;

I - ток, протекающий в проводе, А;

I_{max} - максимальный ток, А;

t - период времени, за который определяются потери, ч;

$I_{\text{ср.кв}}$ - среднеквадратичных ток, А;

τ - время потерь, ч.

Время потерь находят из графика нагрузки графическим путем или по формуле

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} I^2 dt}{I_{\text{max}}^2}. \quad (2.2)$$

Если график нагрузки неизвестен, то время потерь можно определить в зависимости от времени использования максимальной нагрузки T и $\cos \varphi$ по заранее построенным кривым или аналитически по формуле

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.3)$$

Для сельских сетей при числе часов использования максимальной нагрузки в пределах от 1800 до 3500 можно воспользоваться формулой

$$\tau = 0,69 \cdot T - 584. \quad (2.4)$$

Среднеквадратичный ток определяется значениями I_{max} и τ

$$I_{\text{ср.кв}} = I_{\text{max}} \sqrt{\frac{\tau}{8760}}. \quad (2.5)$$

Время использования максимальной нагрузки

$$T = \frac{\int_0^{8760} Idt}{I_{\text{max}}}. \quad (2.6)$$

Потери энергии в трансформаторах

$$\Delta A = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{м.н}} \left(\frac{S_{\text{max}}}{S} \right)^2 \tau + n \Delta P_{\text{ст}} \cdot 8760, \quad (2.7)$$

где $\Delta P_{м.н}$ – номинальные потери в меди трансформатора (потери к. з.);

S_{max} – максимальная мощность нагрузки трансформатора;

S_n – номинальная мощность трансформатора;

n – число трансформаторов, работающих параллельно;

$\Delta P_{ст}$ – номинальные потери в стали трансформатора (потери х. х.).

Пример.

Определить годовые потери энергии в трехфазной воздушной линии 10 кВ с проводами А70 длиной 12 км, если нагрузка с $\cos \varphi = 0,9$ изменяется по заданному графику (рисунок 2.1). Определить для этого графика число часов использования максимальной нагрузки T , время потерь τ и среднеквадратичный ток $I_{ср.кв}$.

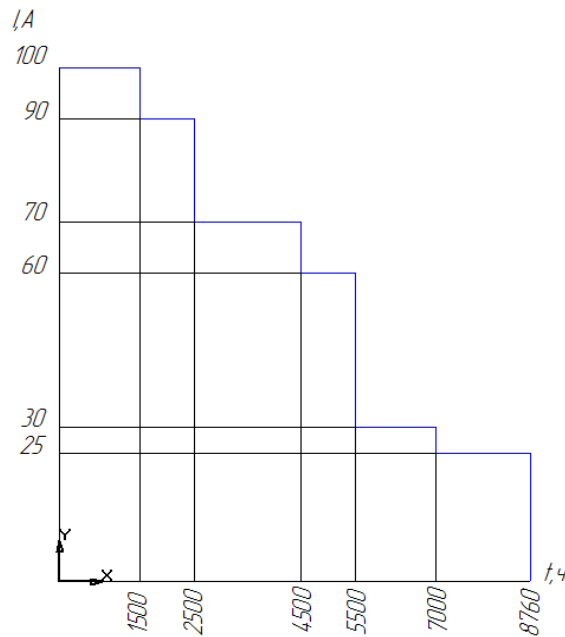


Рисунок 2.1 График изменения нагрузки

Решение:

Сопротивление линии

$$r_{л} = r_{0л} = 0,41 \cdot 12 = 4,9 \text{ Ом} \quad (r_0 = 0,41 \text{ Ом/км из приложения 1 [1]}).$$

Потери энергии в соответствии с графиком изменения нагрузки

$$\Delta A = 3 \cdot 4,9 (100^2 \cdot 1500 + 90^2 \cdot 1000 + 70^2 \cdot 2000 + 60^2 \cdot 1000 + 30^2 \cdot 1500 + 25^2 \cdot 1760) \cdot 10^{-3} = 572000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 572 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T = \frac{100 \cdot 1500 + 90 \cdot 1000 + 70 \cdot 2000 + 60 \cdot 1000 + 30 \cdot 1500 + 25 \cdot 1760}{100} = 5290 \text{ ч}.$$

Время потерь

$$\tau = \frac{100^2 \cdot 1500 + 90^2 \cdot 1000 + 70^2 \cdot 2000 + 60^2 \cdot 1000 + 30^2 \cdot 1500 + 25^2 \cdot 1760}{100^2} = 3895 \text{ ч}.$$

Среднеквадратичный ток

$$I_{ср.кв} = 100 \sqrt{\frac{3895}{8760}} = 66,6 \text{ А}.$$

Годовые потери энергии

$$\Delta A = 3 \cdot 4,9 \cdot 66,6^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 572000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 572 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

2.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Определить потери активной энергии за год в трехфазной воздушной линии напряжением 10 кВ длиной 30 км, выполненной проводами АС35, если за год через линию передано 4000 МВт·ч и максимальная замеренная нагрузка составляет 33 А. Коэффициент мощности нагрузки 0,8. Потери энергии выразить в процентах по отношению к энергии, переданной за год.

2) Определить годовые потери энергии в трансформаторе типа ТДН мощностью 6,3 МВ·А с высшим напряжением 35 кВ, если максимальная нагрузка составляет 5,5 МВ·А при $\cos \varphi = 0,8$ и $T=4500$ ч.

2.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Какую размерность имеют потери электроэнергии?
- 2) Как определяют потери энергии в трехфазных линиях?
- 3) Как определяют потери энергии в трансформаторах?
- 4) Что понимается под временем использования максимальной нагрузки и как оно определяется?
- 5) Как определяется время потерь для сельских сетей?
- 6) Для чего необходим график нагрузки?
- 7) Что характеризуют номинальные потери в меди трансформатора?
- 8) Что характеризуют номинальные потери в стали трансформатора?
- 9) Как влияет марка провода, из которого выполнена воздушная линия?
- 10) Какой зависимостью связан среднеквадратичный ток с номинальным током?

3 РАСЧЕТ УСЛОВНО-ПОСТОЯННЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ ПОДСТАНЦИЙ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету потерь энергии в оборудовании подстанций.

3.1 Расчетные формулы

Электрическая сеть, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, как и любой другой технических объект, требует для своего функционирования определенных затрат энергии, которые выражаются в виде технологического расхода электроэнергии на ее передачу. Он состоит из затрат энергии на производственные нужды подстанций и технических потерь электроэнергии, связанных с физической сущностью процесса передачи электроэнергии. Качественный уровень построения и эксплуатации электрической сети характеризуется коэффициентом полезного действия

$$\eta = \frac{W_{\Pi} - W_{T.P}}{W_{\Pi}} 100\% = \frac{W_{\Pi} - W_{C.H} - \Delta W}{W_{\Pi}} 100\%, \quad (3.1)$$

где W_{Π} – энергия, поступившая в сеть, кВт•ч ;

W_{TP} – технологический расход электроэнергии на ее передачу, кВт•ч;

W_{CH} – расход электроэнергии на собственные нужды, кВт•ч;

ΔW – потери электроэнергии, кВт•ч.

Для участка сети с сопротивлением R и наибольшей нагрузкой на конце $I_{нб}$ потери мощности в процентах относительно передаваемой мощности можно записать в виде

$$\Delta P_{нб} = \frac{3I_{нб}^2 R}{\sqrt{3}U_{НОМ} I_{нб} \cos \varphi} 100\% = \frac{3I_{нб} R}{U_{НОМ} \cos \varphi} 100\%. \quad (3.2)$$

Потери напряжения в режиме наибольшей нагрузки в процентах относительно номинального напряжения

$$\Delta U_{нб} = \frac{3I_{нб}(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{НОМ}} 100\%. \quad (3.3)$$

Тогда

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta U_{нб}} = \frac{R}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}. \quad (3.4)$$

Отсюда

$$\Delta P_{нб} = k_{HM} \Delta U_{нб}, \% , \quad (3.5)$$

где коэффициент перехода от потерь напряжения к потерям мощности

$$k_{HM} = \frac{R}{(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}. \quad (3.6)$$

При $X \approx 0$, что характерно для кабельных сетей с малыми площадями сечений проводников

$$k_{HM} = \frac{1}{\cos^2 \varphi}, \quad (3.7)$$

а при $\cos \varphi = 1$, $k_{HM} = 1$.

При равномерно распределенной нагрузке вдоль линии и той же суммарной нагрузке I_{HB}

$$\Delta P_{нб} = \frac{3I_{нб}R}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos \varphi} 100\%; \quad (3.8)$$

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3}I_{нб}(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{2U_{НОМ}} 100\%. \quad (3.9)$$

Соответственно

$$k_{HM} = \frac{\Delta P_{нб}}{\Delta U_{нб}} = \frac{2R}{3(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cos \varphi}. \quad (3.10)$$

При $X = 0$ $k_{HM} = \frac{2}{3 \cos^2 \varphi}$, а при $\cos \varphi = 1$ $k_{HM} = \frac{2}{3}$.

Зная потери мощности в режиме наибольших нагрузок, можно найти потери электроэнергии в процентах относительно отпущенной энергии

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{нб} \tau}{W} 100\% = \frac{\Delta P_{нб} \tau}{P_{нб} T_{нба}} 100\% = \frac{\Delta P_{нб}}{P_{нб}} 100\% \frac{\tau}{T_{нба}} = \Delta P_{нб} \% \frac{\tau}{T_{нба}} = k_{HM} \Delta U_{нб} \% \frac{\tau}{T_{нба}}. \quad (3.11)$$

где $T_{нба}$ – время использования наибольшей активной мощности, ч;

W – энергия, отпущенная потребителям данной линии, кВт•ч.

В разветвленных сетях коэффициент k_{HM} зависит от конфигурации схемы и количества нагрузок линии, несимметрии токов по фазам и потерь мощности в нулевом проводе, площади сечения фазных и нулевых проводов. Специальные исследования показали, что для оценочных расчетов потерь энергии можно принимать $k_{HM} = 0,8$ при неравномерности нагрузки фаз до 10% и $k_{HM} = 0,6$ – при неравномерности нагрузки более 10 %.

Абсолютную величину потерь энергии на всю сеть района находят по формуле

$$\Delta W_c = \frac{\Delta W}{100} W_c, \quad (3.11)$$

где W_c – электроэнергия, отпускаемая в сеть района за расчетный период, кВт•ч.

Для обобщенной оценки потерь электроэнергии для распределительных сетей 6 – 10 кВ может быть использован вероятностно-статистический метод

$$\Delta W_c = a W_c^{b1} l^{b2} n^{b3}, \quad (3.12)$$

где l – протяженность сети, км;

n – количество линий, шт.

a , b – коэффициенты регрессии;

W_c – отпуск электроэнергии потребителям, кВт·ч.

3.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Определить потери электроэнергии за сутки в воздушной линии электропередачи длиной 30 км, выполненной маркой провода АС 120/19, если в течение 12 ч при температуре окружающего воздуха $t_B = 0^\circ\text{C}$ по ней пропускается ток $I = 200$ А, а в течение остальных 12 ч суток при температуре $t_B = 20^\circ\text{C}$ – предельно допустимый ток $I = 380$ А.

2) Определить годовые потери электроэнергии в нерегулируемой батарее конденсаторов мощностью $Q_{БК} = 1000$ квар, подключенной на шины 10 кВ подстанции. По условию работы предприятия, которое питается от этих шин, установлен следующий режим работы батареи конденсаторов: она отключается от сети в выходные и праздничные дни и с 0 до 6 часов ежедневно в рабочие дни. В остальное время она работает с полной мощностью.

3.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Как определить коэффициент полезного действия электрической сети?
- 2) С чем связаны коммерческие потери электроэнергии?
- 3) Какие потери электроэнергии относятся к техническим?
- 4) В чем заключается структурный анализ потерь электроэнергии?
- 5) Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах?
- 6) Какие составляющие входят в потери электроэнергии холостого хода в воздушных и кабельных линиях?
- 7) От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
- 8) В чем сущность метода времени наибольших потерь?
- 9) Что понимается под временем наибольших потерь от передачи активной (реактивной) мощности?
- 10) В чем сущность вероятностно-статистического метода?
- 11) Как определяются потери электроэнергии в батареях конденсаторов, синхронных компенсаторах и шунтирующих реакторах?
- 12) Будут ли иметь место потери активной мощности и энергии в линии при передаче по ней только реактивной мощности? Почему?
- 13) Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности и энергии, если она включена с одной стороны и разомкнута с другой? Почему?

4 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЬЮ СИСТЕМЫ УЧЕТА

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету потерь энергии, обусловленных погрешностью прибора учета.

4.1 Расчетные формулы

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле

$$DW_{\text{уч}} = - (D_{\text{ТТб}} + D_{\text{ТН}} + D_{\text{qb}} - DU_{\text{ТН}} + D_{\text{сч}}) W / 100, \quad (4.1)$$

где $D_{\text{ТТб}}$ – токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки $b_{\text{ТТ}}$;

$D_{\text{ТН}}$ – погрешность ТН по модулю напряжения, %;

D_{qb} – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки $b_{\text{ТТ}}$;

$D_{\text{сч}}$ – погрешность счетчика, %;

$DU_{\text{ТН}}$ – потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %;

W – энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период.

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяют по формуле

$$D_{\text{qb}} = 0,0291 (q_{\text{Ib}} - q_{\text{U}}) \operatorname{tg} j, \quad (4.2)$$

где q_{Ib} – угловая погрешность ТТ, мин, при коэффициенте токовой загрузки $b_{\text{ТТ}}$;

q_{U} – угловая погрешность ТН, мин;

$\operatorname{tg} j$ – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяют по формуле

$$\beta_{\text{ТТ}} = \frac{W \sqrt{(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)} (1 + 2k_3)}{T \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} 3k_3}, \quad (4.3)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ и $I_{\text{НОМ}}$ – номинальные напряжение и ток первичной обмотки ТТ.

Значения погрешностей в формулах (4.1) и (4.2) определяют на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях измерительных комплексов допускается проводить расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии.

4.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Определить годовое снижение потерь электроэнергии в двухцепной линии электропередачи напряжением $U = 110$ кВ длиной 40 км, выполненной маркой провода АС 120/19, если за счет использования прогрессивных методов проведения плановых ремонтов и повышения производительности труда продолжительность каждого планового отключения уменьшается на 3 часа.

4.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Почему надо менять исправные счётчики?
- 2) Какой счетчик следует считать неисправным?
- 3) Что такое межповерочный интервал?
- 4) Можно ли не заменять, а поверить счетчик, у которого истёк межповерочный интервал?
- 5) Как поменять электросчётчик?
- 6) Что делать, если обнаружена неисправность счётчика?
- 7) Кто должен менять счетчики?
- 8) Обязательна ли установка приборов учёта электроэнергии?
- 9) Какую выгоду получит потребитель при установке прибора учёта?
- 10) Что такое класс точности электросчётчика?
- 11) Где в доме должен быть расположен счетчик?

5 РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету эффективности преобразования электроэнергии в трансформаторе.

5.1 Расчетные формулы

Число трансформаторов, как и число питающих линий, определяется в зависимости от категорий потребителей. Наиболее просты и дешевы однитрансформаторные подстанции. При наличии складского резерва или связей на вторичном напряжении эти подстанции обеспечивают надежное электроснабжение потребителей второй и третьей категорий [2].

Если основную часть нагрузки составляют потребители первой и второй категории, то применяют двухтрансформаторные подстанции.

При выборе мощности трансформаторов необходимо исходить из экономической нагрузки, допустимой перегрузки, числа часов использования максимума нагрузки, темпов роста нагрузки, расчетной нагрузки. Но так как к моменту проектирования все указанные факторы нельзя определить, то мощность трансформаторов выбирается так, чтобы обеспечивалось питание полной нагрузки при работе трансформаторов в нормальных условиях с коэффициентом загрузки 0,7...0,75. При выходе одного трансформатора или линии из строя второй трансформатор не должен быть перегружен более чем на 40% в течение пяти суток по 6 ч в каждые сутки. При этом коэффициент заполнения графика должен быть не выше 0,75.

При наличии графика нагрузки мощность трансформатора выбирается по его перегрузочной способности. Для этого по графику нагрузки определяются продолжительность максимума нагрузки t и коэффициент заполнения графика

$$K_{з.г} = I_{ср} / I_M \text{ или } K_{з.г} = S_{ср} / S_M, \quad (5.1)$$

где $I_{ср}$, $S_{ср}$ – соответственно средняя сила тока и мощность трансформатора;

I_M , S_M – соответственно максимальная сила тока и мощность трансформатора.

По значениям t и $K_{з.г}$ по кривым кратностей допустимых перегрузок силовых трансформаторов с масляным охлаждением (рисунок 6.1) определяется коэффициент допустимой перегрузки $K_{д.п}$.

Номинальная мощность трансформатора

$$S_H = S_M / K_{д.п}. \quad (5.2)$$

По S_H принимается ближайшая стандартная мощность трансформатора S_{HT} .

При проектировании подстанций, для которых график нагрузки неизвестен, мощность трансформаторов принимают по расчетной нагрузке.

Чтобы выбрать наиболее рациональный вариант электроснабжения, необходимо рассмотреть не менее двух вариантов числа и мощности трансформатора, сравнивая их и по технико-экономическим показателям.

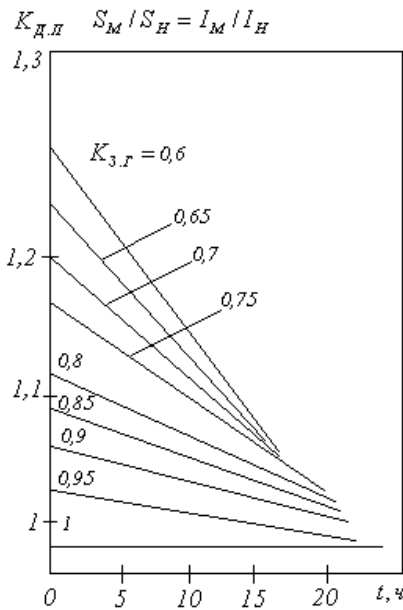


Рисунок 6.1 Кривые кратностей допустимых перегрузок трансформаторов

Необходимо выбрать число и мощность трансформаторов для ГПП напряжением 110/10 кВ, если максимальная нагрузка составляет 10 000 кВА, среднесуточная 8700 кВА, время максимума $t = 2$ часа, потребители первой и второй категории составляют 80%, стоимость 1 кВт ч электроэнергии $C_0 = 2$ руб. $T_M = 4000$ ч.

Учитывая наличие потребителей первой категории, принимаем к установке два трансформатора.

Коэффициент заполнения графика

$$K_{з.г.} = S_{ср} / S_M = 8700 / 10000 = 0,87.$$

По значениям $K_{з.г.}$ и $t = 2$ (см. рисунок 6.1) коэффициент допустимой перегрузки $K_{д.п.} = 1,12$.

Мощность трансформатора

$$S_H = S_M / 2 \cdot 1,12 = 10000 / 2,24 = 4464 \text{ кВА}.$$

Намечаем два возможных варианта мощности трансформатора: вариант 1 – два трансформатора по 6300 кВА; вариант 2 – два трансформатора по 10000 кВА.

Расчеты по определению технико-экономических показателей проведем для варианта 1.

Технические данные трансформатора ТМН-6300/110

Потери мощности, кВт: $\Delta P_X - 13$, $\Delta P_K - 50$;

Сила тока, %: $I_0 - 1$, $I_X - 10,5$;

Стоимость – 3680 тыс. руб.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме

$$K_{3.H} = S_M / 2S_{H.T} = 10000 / 2 \cdot 6300 = 0,8$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме

$$K_{3.AB} = 80\%(S_M) / S_{H.T} \cdot K_{Д.П} = 0,8 \cdot 10000 / 1,12 \cdot 6300 = 1,13 < 1,4$$

Таким образом, трансформатор обеспечивает в послеаварийном режиме электроснабжение потребителей первой и второй категорий.

Для потребителей третьей категории допустим перерыв на 24 ч, и их можно отключить до восстановления нормального режима.

Определяем приведенные затраты Z для варианта с трансформатором мощностью 6300 кВА

$$Z = 0,12K + C, \quad (5.3)$$

где K – капитальные вложения;

C – эксплуатационные затраты.

Потери активной энергии в год.

$$\Delta \mathcal{E}_{TP} = 8700n\Delta P_X + \frac{1}{n}\Delta P_X (S_M / S_{H.T})^2 = 8760 \cdot 2 \cdot 13 + \frac{1}{2} \cdot 50 \cdot \left(\frac{10}{12,6}\right)^2 \cdot 2400 = 275760 \text{ кВт ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии

$$C_{II} = C_0 \Delta \mathcal{E}_{TP} = 2 \cdot 275760 = 551,52 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления

$$C_B = \frac{P_a}{100} \cdot K = \frac{9}{100} \cdot 7360 = 660 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 6.1 Сравнимые варианты трансформаторов

Расходы, тыс. руб.	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные вложения	7360	8720
Эксплуатационные затраты, всего	1210	2655
В том числе:		
стоимость потерь	551	1870
амортизационные отчисления	660	785
Приведенные затраты(%)	2094(57)	3700(100)
Экономический эквивалент $\delta = \Delta Z / E \cdot \Delta K \cdot 100\%$	980	-

Приведенные затраты

$$Z = 0,12 \cdot 7360 + (551 + 660) = 2094 \text{ тыс. руб.}$$

Из таблицы 6.1 сравниваемых вариантов видно, что вариант с трансформатором мощностью 6300 кВА выгоднее.

5.2 Задачи для самостоятельного решения

1) 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.

2) Выбрать число и мощность трансформаторов для ГПП напряжением 110/10 кВ, если максимальная нагрузка составляет 12 000 кВА, среднесуточная 9800 кВА, время максимума $t = 2,5$ часа, потребители первой и второй категории составляют 75%, стоимость 1 кВт ч электроэнергии $C_0 = 1,96$ руб. $T_m = 4000$ ч.

5.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Что называется приемником электроэнергии?
- 2) Что такое электропотребитель?
- 3) Какие электроприемники относятся к первой категории?
- 4) Какие электроприемники относятся ко второй категории?
- 5) Какие электроприемники относятся к третьей категории?
- 6) Как осуществляется контроль за состоянием изоляции в сетях напряжением 6, 10, 35 кВА?
- 7) Как выбрать мощность трансформатора ГПП?
- 8) Почему ГПП и РП следует располагать вблизи центра электрических нагрузок?

6 АНАЛИЗ И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕТИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету эффективности осветительного оборудования.

6.1 Расчетные формулы

Расчет освещения точечным методом. Точечный метод используют для расчета неравномерного освещения: общего локализованного, местного, наклонных поверхностей, наружного. Необходимый световой поток осветительной установки определяют, исходя из условия, что в любой точке освещаемой поверхности, освещенность должна быть не менее нормированной, даже в конце срока службы источника света.

Освещенность в контрольной точке рабочей поверхности рассчитывают по формуле

$$E_v = \frac{\mu \cdot F_{vЛ} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} e_i}{k_3 \cdot 1000}, \quad (6.1)$$

где F_v – фактический световой поток лампы, лм;

μ – коэффициент добавочной освещенности;

k_3 – коэффициент запаса;

$\sum_{i=1}^{i=n} e_i$ – суммарная условная освещенность расчетной точки, лк, создаваемая

n – светильниками, в каждом из которых установлена условная лампа со световым потоком 1000 лм.

Суммарная условная освещенность в рассчитываемой точке может быть определена как сумма освещенностей от ближайших светильников или по справочным кривым пространственного светораспределения выбранных светильников, или по кривым пространственных изолюкс [3].

Для прямого расчета освещенности в контрольной точке рабочей поверхности определяют поток лампы, приравняв освещенность E_v к нормированному значению E_{MIN}

$$F_{vЛ} = \frac{1000 \cdot E_{MIN} \cdot k_3}{\mu \cdot \sum_{i=1}^{i=n} e_i}. \quad (6.2)$$

В суммарную условную освещенность включают освещенности от ближайших светильников. Удаленными светильниками считают такие, которые создают в расчетной точке освещенность меньше 5 % освещенности от ближайших светильников.

Если относительное расстояние между светильниками не ниже наивыгоднейшего, то достаточно учитывать освещенность лишь от

светильников, расположенных в вершинах рассматриваемого и смежных с ним полей.

В качестве расчетной точки на освещаемой поверхности, в пределах которой должна быть обеспечена нормированная освещенность, берут точку с минимальной освещенностью.

Освещенность наклонных и вертикальных поверхностей рассчитывают по формуле

$$E_{H\nu} = \psi \cdot E_v, \quad (6.3)$$

где $E_{H\nu}$ – освещенность наклонной поверхности;

ψ – поправочный коэффициент, зависящий от угла θ , образованного горизонтальной плоскостью и неосвещенной поверхностью наклонной плоскости, от расстояния p светильника до пересечения наклонной и горизонтальной плоскостей на плане и от высоты h светильника под горизонтальной поверхностью.

$$\psi = \cos \theta \pm p \cdot \sin \theta / h. \quad (6.4)$$

Пример.

Определить мощность лампы накаливания светильника НСП 02, предназначенного для освещения площадки перед входом в коровник. Размеры площадки: длина $a = 3$ м, ширина $b = 2$ м. Расчетная высота $H_p = 3$ м.

Решение.

Примем общую равномерную систему освещения. По [13] находим нормируемую освещенность E_n и коэффициент запаса k_z : $E_n = 2$ лк, $k_z = 1,15$.

Светильник располагаем над входом по центру ворот (рисунок 1.1) на высоте $H_p = 3$ м.

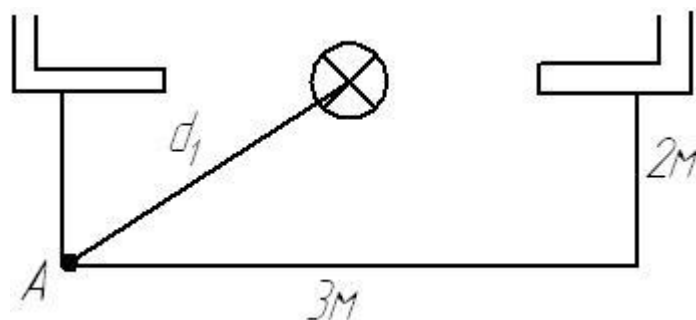


Рисунок 6.1 Расположение светильника

Расчет мощности лампы выполним точечным методом. Контрольную точку назначим в углу площадки. Определим d_1

$$d_1 = \sqrt{1,5^2 + 2^2} = 2,5 \text{ м.}$$

Определим угол между вертикалью и направлением силы света от источника до контрольной точки

$$\alpha = \arctg \frac{d_1}{H_p} = \arctg \frac{2,5}{3} = 40^\circ.$$

Рассчитаем условную освещенность в точке А

$$E_A = \frac{I_{\alpha}^{1000} \cdot \cos^3 \alpha}{H_p^2} = \frac{150 \cdot 0,45}{3^2} = 7,5 \text{ лк.}$$

Определим поток лампы

$$F_{\text{вЛ}} = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_3}{E_A \cdot \eta_c} = \frac{1000 \cdot 2 \cdot 1,15}{7,5 \cdot 0,8} = 383 \text{ лм.}$$

По каталогу [4] подбираем тип лампы Б 215 – 225 – 40, для которой $F'_{\text{вЛ}} = 415 \text{ лм.}$

Рассчитываем отклонение табличного потока от расчетного

$$\Delta F_v = \frac{F'_{\text{вЛ}} - F_{\text{вЛ}}}{F_{\text{вЛ}}} = \frac{415 - 383}{383} = 0,078 < 0,2.$$

Условие выполняется.

Расчет освещения методом коэффициента использования светового потока. Метод коэффициента использования светового потока, применяют для нахождения равномерного освещения.

Освещенность рабочей поверхности

$$E_v = \frac{F_{\text{вЛ}} \cdot N_{\Sigma} \cdot \eta}{z \cdot k_3 \cdot S}, \quad (6.5)$$

где $F_{\text{вЛ}}$ – световой поток лампы, установленной в светильнике, лм;

N – число светильников над освещаемой поверхностью;

η – коэффициент использования светового потока;

S – площадь освещаемой поверхности, м^2 ;

z – коэффициент минимальной освещенности;

k_3 – коэффициент запаса.

Эту формулу используют для определения освещенности при проверочных расчетах.

При прямом расчете сначала находят световой поток лампы, которую необходимо установить в светильник, чтобы на расчетной поверхности была создана освещенность не ниже нормированной E_{MIN} :

$$F_{\text{вЛ}} = \frac{E_{\text{MIN}} \cdot z \cdot k_3 \cdot S}{N_{\Sigma} \cdot \eta}, \quad (6.6)$$

где N_{Σ} – суммарное число светильников над освещаемой поверхностью.

Коэффициент использования светового потока η выбирают по справочным данным [3] в зависимости от типа светильника, его КПД и характера светораспределения, коэффициентов отражения потолка, стен и рабочей поверхности и от размеров и формы помещения, которые учитывают индексом. Индекс помещения

$$i = \frac{a \cdot b}{h_p \cdot (a + b)}, \quad (6.7)$$

где h_p – расчетная высота, м;

a, b – длина и ширина помещения, м.

Приближенные значения коэффициентов отражения для различных помещений приведены в справочных таблицах [3].

Расчет освещения методом удельной мощности. Метод удельной мощности применяют для расчета мощности осветительных установок при общем равномерном освещении горизонтальных поверхностей.

В основе расчета освещения методом удельной мощности лежит формула

$$P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уд}} \cdot S}{N}, \quad (6.8)$$

где $P_{\text{л}}$ – мощность лампы, Вт;

$P_{\text{уд}}$ – удельная мощность, Вт/м²;

S – площадь помещения, м²;

N – число ламп в осветительной установке.

Пример.

Определить количество светильников, выполнить их размещение и рассчитать мощность источника света для телятника. Размеры помещения: длина $a = 21$ м, ширина $b = 12$ м, площадь $A = 252$ м², высота $H_p = 4,2$ м. Коэффициенты отражения: $\rho_n = 50\%$, $\rho_c = 30\%$, $\rho_{pn} = 10\%$. Освещение выполнить светильниками НСП 21 (НСП 01).

Решение.

Работы выполняются по всей площади помещения, поэтому выбираем рабочее освещение и общую равномерную систему освещения.

Выбираем нормируемую освещенность [3] $E_n = 50$ лк, $\Gamma - 00$ и коэффициент запаса $k_z = 1,15$.

Рассчитываем размещение светильников.

Определяем сторону квадрата

$$L = H_p \cdot \lambda_c = 4 \cdot 1,4 = 5,6 \text{ м},$$

где λ_c – светотехнически наивыгоднейшее расстояние между светильниками ($\lambda_c = 1,4$);

H_p – расчетная высота, м.

Расчетную высоту определяют по формуле

$$H_p = H - H_c - H_{pn}, \quad (6.9)$$

где H_c – высота свеса, м ($H_c = 0,2$);

H_{pn} – высота рабочей поверхности, м ($H_{pn} = 0$).

$$H_p = 4,2 - 0,2 - 0 = 4 \text{ м}.$$

Находим число светильников в ряду

$$n_a = \frac{a}{L} = \frac{21}{5,6} = 3,75 \approx 4 \text{ шт.}$$

Находим число рядов

$$n_b = \frac{b}{L} = \frac{12}{5,6} = 2,14 \approx 3$$

Общее число светильников

$$n = n_a \cdot n_b = 4 \cdot 3 = 12 \text{ шт.}$$

Определяем расстояние от стены до крайнего светильника

$$L_k = 0,21 \cdot L = 1,2 \text{ м.}$$

Рассчитаем мощность осветительной установки методом коэффициента использования светового потока (нормируется горизонтальная освещенность, ограждающие конструкции светлые, затеняющих предметов нет).

Определяем индекс помещения

$$i = \frac{a \cdot b}{H_p \cdot (a + b)} = \frac{21 \cdot 12}{4 \cdot (21 + 12)} = \frac{252}{4 \cdot 33} \cong 2.$$

По справочнику /15/ определяем коэффициент использования U_{oy}

$$U_{oy} = \eta_n \cdot \eta_c = 0,82 \cdot 0,69 = 0,57.$$

где η_n – коэффициент полезного действия помещения (при $i = 2$; КСС = Д; $\rho_n = 50\%$; $\rho_c = 30\%$; $\rho_{pn} = 10\%$) $\eta_n = 0,69$.

Определяем световой поток лампы

$$F = \frac{E_n \cdot A \cdot k_z \cdot z}{n \cdot U_{oy}} = \frac{50 \cdot 252 \cdot 1,15 \cdot 1,15}{12 \cdot 0,57} = 2436 \text{ лм.}$$

По каталогу /5,7/ определяем тип лампы Г 230 – 240 – 200 с $F' = 2910 \text{ лм.}$

Определим отклонение потока от расчетного.

$$\Delta F = \frac{F' - F}{F} = \frac{2910 - 2436}{2436} = 0,19 < 0,2 \text{ – проходит.}$$

6.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Нарисовать кривую силы света (КСС), согласно таблице 6.1. Определить силу света от светильника с источником света, имеющим световой поток $F = 8300 \text{ лм}$ при угле $\alpha = 22^\circ$ от вертикальной оси светильника.

Таблица 6.1 Исходные данные

$\alpha, ^\circ$	0	5	10	15	20	25	30	35
$I_\alpha, \text{кд}$	2120	2062	1893	1595	1261	832	249	0

2) Определить освещенность точки на рабочей поверхности, удаленной от источника света с силой света $I_{HL} = 10800 \text{ кд}$ по горизонтали на $a = 3,5 \text{ м}$; по вертикали на $h_{pn} = 6 \text{ м}$, используя КСС из задачи 1.

3) Определить освещенность точки пространства на наклонной рабочей поверхности с углом наклона $\beta = 22^\circ$, удаленной от источника света с силой света $I_{HL} = 10800 \text{ кд}$ по горизонтали на $a = 3,5 \text{ м}$ и по вертикали на $h_{pn} = 6 \text{ м}$.

6.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) В чем заключается задача светотехнического расчета?
- 2) В каких пределах допускается отклонение светового потока выбранной лампы от расчетного значения?
- 3) В каких случаях применяется точечный метод расчета осветительной установки?
- 4) Как определяют необходимый световой поток осветительной установки?
- 5) Как рассчитывают освещенность наклонных и вертикальных поверхностей?
- 6) Что такое коэффициент запаса?
- 7) Что такое коэффициент добавочной освещенности?
- 8) Каким образом правильно выбрать расчетную точку?
- 9) Поясните каким образом более рационально определить суммарную условную освещенность в расчетной точке?
- 10) Из каких соображений производится выбор расположения светильников в помещениях?
- 11) Что понимается под наивыгоднейшим светотехническим расстоянием?
- 12) В каких единицах измеряется суммарная условная освещенность?
- 13) Что представляют собой линейные изолюксы?
- 14) Что такое нормированная освещенность?
- 15) Какие светильники считают ближайшими, а какие – удаленными?
- 16) Для чего вводят поправочный коэффициент при расчете освещенности наклонных и вертикальных поверхностей?
- 17) В каких случаях для расчета освещения применяют метод коэффициента использования светового потока и метод удельной мощности?
- 18) Назовите последовательность расчета осветительной установки методом коэффициента использования светового потока.

7 РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету энергетической эффективности асинхронного двигателя.

7.1 Расчетные формулы

В силу простоты конструкции и, следовательно, малой стоимости и высокой надежности, асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором являются самыми массовыми электродвигателями. Принцип действия асинхронных машин основан на возникновении механических сил при взаимодействии вращающегося магнитного потока, создаваемым статорной частью, с током в роторной обмотке. Причём токи в роторе машины возникают также под действием магнитного поля статора. При этом частота вращения ротора асинхронного двигателя n_2 меньше частоты вращения магнитного поля машины n_1 на величину скорости скольжения

$$n_2 = n_1 - n_s. \quad (7.1)$$

Асинхронный двигатель является симметричной нагрузкой трехфазной сети и общую активную потребляемую мощность можно определить, зная потребляемую мощность в одной из фаз

$$P_1 = 3 P_\phi. \quad (7.2)$$

В лабораторной установке в качестве механической нагрузки двигателя используется электрический генератор. Тогда механическая мощность на валу двигателя определяется исходя из электрической мощности, отдаваемой генератором и его КПД

$$P_2 = P_\Gamma / \eta_\Gamma; \quad (7.3)$$

$$P_\Gamma = U_2 I_2. \quad (7.4)$$

Зная выходную механическую мощность двигателя можно определить полезный момент на валу двигателя:

$$M = 9.55 P_2 / n_2. \quad (7.5)$$

Асинхронный двигатель с фазным ротором имеет тот же принцип действия, что и двигатель с короткозамкнутым ротором. Отличие состоит в том, что дополнительно в обмотку роторной части машины через контактные кольца и щетки включается внешний реостат. Таким образом, появляется возможность увеличивая активное сопротивление роторных цепей уменьшать пусковой ток машины и увеличивать пусковой момент двигателя.

По своим электрическим характеристикам все асинхронные двигатели так же подобны и для их определения используются ранее приведённые соотношения.

Включение дополнительного активного сопротивления в цепь ротора изменяет механическую характеристику машины. При его увеличении точка максимального (критического) момента сдвигается в область меньших частот вращения, механическая характеристика как бы растягивается вдоль оси

частоты вращения (скольжения). Значения номинального и максимального моментов не изменяется, увеличение пускового момента происходит за счет увеличения критического скольжения. Для двигателей с фазным ротором различают естественную механическую характеристику машины (при $R_{\text{пуск}} = 0$) и набор искусственных характеристик, соответствующих значениям величины пускового сопротивления.

В лабораторной установке используется крановый асинхронный двигатель с увеличенным воздушным зазором, следовательно, имеющий значительный ток намагничивания (холостого хода). Пусковое сопротивление имеет четыре фиксированных положения, причём первое положение соответствует разомкнутому состоянию ($R_{\text{пуск}} = \infty$), а в четвёртом положении реостат полностью выведен ($R_{\text{пуск}} = 0$).

7.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Трёхфазный асинхронный двигатель питается от сети с линейным напряжением $U_{\text{л}} = 220$ В. Заданы параметры двигателя: номинальная мощность $P_{\text{н}} = 1.5$ кВт; частота вращения $n_{\text{н}} = 1425$ об/мин; коэффициент полезного действия $\eta_{\text{н}} = 81.5$ %; коэффициент мощности при номинальной нагрузке $\cos \varphi_{1\text{н}} = 0.85$; кратность максимального момента $M_{\text{мах}} / M_{\text{н}} = 1.8$; кратность пускового тока $I_{\text{п}} / I_{\text{н}} = 6.5$. Номинальное фазное напряжение обмотки статора $U_{\text{ф}} = 220$ В.

Требуется определить: способ включения обмотки статора; фазные и линейные токи двигателя; число пар полюсов; номинальное скольжение и номинальный момент; критическое скольжение; значение пускового тока; значения вращающего момента при скольжениях 0.03, 0.15, 0.25, 0.5, 0.75, 0.9, 1.0; построить график механической характеристики $n(M)$ асинхронного двигателя.

7.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) В чем состоит принцип действия трехфазного асинхронного двигателя?
- 2) Какие виды асинхронных двигателей Вы знаете?
- 3) Чем отличается асинхронный двигатель с фазным ротором от двигателя с короткозамкнутым ротором?
- 4) В каких механизмах находит применение привод на основе двигателя с фазным ротором?
- 5) Каково назначение пускового реостата?
- 6) Какие механические характеристики имеет исследуемый вами привод?
- 7) Чем объясняется низкий КПД привода при меньших скоростях вращения?
- 8) Укажите основные преимущества и недостатки исследуемого привода?

8 РАСЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕНТИЛЬНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету энергетической эффективности вентильного преобразователя.

8.1 Расчетные формулы

Регулируемый вентильный преобразователь и питающийся от него приводной электродвигатель представляют собой единую электромеханическую систему с общей схемой управления, устройствами защиты, режимной автоматики и сигнализации, получившую название вентильного электропривода.

В электроприводах постоянного тока вентильные преобразователи применяются для питания якорных цепей и цепей возбуждения двигателей постоянного тока. Тип вентильного преобразователя определяется целым рядом факторов, но в первую очередь – первичным источником питания.

Если первичным источником питания служит сеть переменного тока, то в качестве вентильного преобразователя в этом случае применяются управляемые или неуправляемые выпрямители. При питании от сети постоянного тока используются и преобразователи постоянного тока.

Вентильный электропривод может выполнять следующие функции:

- безреостатный пуск двигателей за счет плавного регулирования питающего напряжения;
- регулирование скорости вращения электродвигателей либо путем воздействия на якорную цепь, либо на цепь возбуждения, а также стабилизацию скорости вращения при изменении нагрузки или напряжения питающей сети;
- изменение направления вращения в реверсивных электроприводах;
- осуществление рекуперативного торможения электродвигателей.

8.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Для асинхронного двигателя с вентильным преобразователем построить естественную механическую характеристику по упрощенной формуле Клосса, рассчитать пусковые сопротивления и определить полное сопротивление пускового реостата. Исходные данные для расчета: $R_{ном} = 55$ кВт; $n_{ном} = 720$ об/мин; $E_{2н} = 190$ В; $I_{2н} = 185$ А; $M_{max} / M_{ном} = 2,2$; $M_c / M_{ном} = 0,92$. Число ступеней = 5.

8.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Перечислите способы регулирования частоты вращения асинхронных двигателей.
- 2) Что такое номинальное и критическое скольжение?
- 3) Чем определяется перегрузочная способность асинхронного двигателя?
- 4) Каковы преимущества и недостатки асинхронных двигателей?
- 5) Какова конструкция синхронных машин с явнополюсным и неявнополюсным ротором?
- 6) Какие способы возбуждения применяют в синхронных генераторах?
- 7) Можно ли регулировать напряжение синхронного генератора изменением частоты вращения ротора?
- 8) Почему внешние и регулировочные характеристики синхронного генератора при активной, активно-индуктивной и активно-емкостной нагрузках не совпадают?
- 9) Как включить синхронный генератор, чтобы он работал двигателем?
- 10) Как изменить частоту напряжения синхронного генератора?
- 11) Как влияет на КПД генератора реактивные нагрузки?

9 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДОПУСТИМОГО ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТОЧКЕ ЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Цель занятия. Приобретение навыков по расчету параметров допустимого влияния потребителя на качество электроэнергии в точке его присоединения к сети общего пользования.

9.1 Расчетные формулы

Потери мощности и электроэнергии в любом элементе электрической сети, схема замещения которой содержит продольные и поперечные ветви с активными и реактивными сопротивлениями, подразделяются на условно-переменные (нагрузочные) и условно-постоянные (не зависящие от нагрузки) /6/.

Активное и индуктивное сопротивление фазы линии определяются по формулам

$$r_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l \cdot k_r}{n_{\text{ц}}}, \quad (9.1)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей линии;

k_r – безразмерный коэффициент.

$$x_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot k_x}{n_{\text{ц}}}, \quad (9.2)$$

где x_0 – погонное реактивное сопротивление провода, Ом/км;

k_x – безразмерный коэффициент.

Проводимость линии определяется по формуле

$$b_{\text{л}} = \frac{b_0 \cdot l \cdot k_b}{n_{\text{ц}}}, \quad (9.3)$$

где b_0 – погонная проводимость линии, См/км;

k_b – безразмерный поправочный коэффициент.

Безразмерные поправочные коэффициенты, учитывающие распределенность параметров по длине линии определяются по формулам

$$k_r = 1 - w/3, \quad (9.4)$$

$$k_r = 1 - w(1 - \nu^2)/6, \quad (9.5)$$

$$k_r = 1 + w/12, \quad (9.6)$$

где $\nu = \frac{r_0}{x_0}$ и $w = x_0 b_0 l^2$ безразмерные величины;

Максимальные потери мощности на нагрев проводов линии определяются по выражению

$$\Delta P_{\text{л. max}} = [P_{\text{max}} / (U_{\text{ном}} \cdot \cos \gamma)]^2 \cdot r_{\text{л}}, \quad (9.7)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, В;
 $\cos \gamma$ – коэффициент мощности.

Число часов максимальных потерь мощности на нагрев проводов линии приближенно определяется по формуле

$$\tau_l = (0,125 + T_{НБ} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (9.8)$$

где $T_{НБ}$ – число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Определяем годовые потери энергии в линии. Потери энергии, зависящие от нагрузки

$$\Delta \mathcal{E}'_l = \Delta P_{л. \max} \cdot \tau_l. \quad (9.9)$$

Суммарные среднегодовые потери мощности на корону определяются по выражению

$$\Delta P_{кор} = n_{\psi} \cdot \Delta P_{коро} \cdot l. \quad (9.10)$$

Потери энергии не зависящие от нагрузки

$$\Delta \mathcal{E}''_l = \Delta P_{кор} \cdot T_{вкл.л}. \quad (9.11)$$

Суммарные потери энергии

$$\Delta \mathcal{E}_l = \Delta \mathcal{E}'_l + \Delta \mathcal{E}''_l. \quad (9.12)$$

Передаваемая по линии за год энергия

$$\mathcal{E}_{л\Sigma} = P_{\max} \cdot T_{НБ}. \quad (9.13)$$

Относительное значение годовых потерь электроэнергии в процентах

$$\Delta \mathcal{E}_{л\Sigma} = \left(\frac{\mathcal{E}_{л\Sigma}}{\mathcal{E}_l} \right) \cdot 100. \quad (9.14)$$

Полные затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии

$$Z_{ном.л} = Z'_{\mathcal{E}} \cdot \Delta \mathcal{E}'_l + Z''_{\mathcal{E}} \cdot \Delta \mathcal{E}''_l, \quad (9.15)$$

где $Z'_{\mathcal{E}}$ – удельные затраты на компенсацию потерь $\Delta \mathcal{E}'_l$, коп/(кВт · ч);

$Z''_{\mathcal{E}}$ – удельные затраты на компенсацию потерь $\Delta \mathcal{E}''_l$, коп/(кВт · ч).

Для нахождения удельных затрат на компенсацию потерь необходимо определить коэффициент попадания максимума потерь активной мощности в линии в максимум нагрузки системы

$$\alpha_m = k_m^2, \quad (9.16)$$

где k_m – коэффициент попадания максимальной нагрузки в максимум нагрузки энергосистемы.

Продолжительность работы линии с максимальной нагрузкой

$$T'_l = \frac{\tau_l}{\alpha_m}. \quad (9.17)$$

По соответствующей кривой (рисунок 9.1) для заданной объединенной энергосистемы (ОЭС) получаем $Z'_{\mathcal{E}}$ (откладывая по временной оси значение T'_l) и $Z''_{\mathcal{E}}$ (откладывая по временной оси значение $T''_l = T_{вкл.л}$).

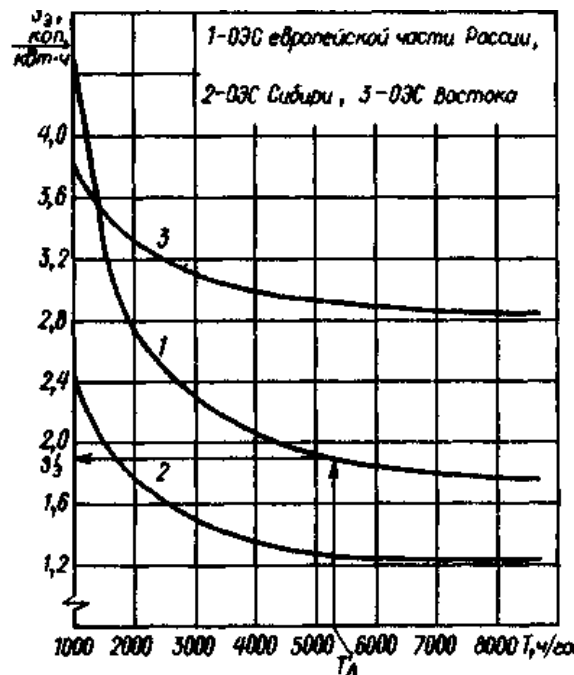


Рисунок 9.1 Зависимости удельных затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии от продолжительности работы

9.2 Задачи для самостоятельного решения

1) Двухцепную линию электропередачи 500 кВ протяженностью 400 км предполагается выполнить проводами АС 400/51 с расщеплением фазы на три провода. Погонные сопротивления провода $r_o = 0,025 \text{ Ом/км}$ и $x_o = 0,3060 \text{ Ом/км}$, удельная проводимость $\sigma_o = 3,62 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$, погонное значение среднегодовых потерь активной мощности на корону $\Delta P_{\text{коро}} = 7,5 \text{ кВт/км}$. График перетока мощности по линии характеризуется числом часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{но}} = 5000 \text{ ч/год}$ и максимальной передаваемой мощностью $P_{\text{max}} = 1000 \text{ МВт}$, при $\cos \gamma = 0,9$. Коэффициент попадания максимальной нагрузки в максимум нагрузки энергосистемы $k_M = 0,8$.

Определить приведенные затраты на компенсацию потерь мощности и энергии в проектируемой линии, принимая, что цепи линии включены параллельно в течение года ($T_{\text{вкл л}} = 8000 \text{ ч/год}$)

9.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) Какие потери электроэнергии относятся к категории «нагрузочных»?
- 2) Какие потери электроэнергии относятся к категории «условно-постоянных»?
- 3) Поясните смысл коэффициента попадания максимальной нагрузки в максимум нагрузки энергосистемы.

- 4) Как распределяются суммарные потери электроэнергии между сетями различных номинальных напряжений?
- 5) Какие расходы энергосистемы учитываются в удельных затратах на возмещение потерь мощности и электроэнергии?
- 6) По каким группам дифференцируются удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии?
- 7) На базе каких основных технико-экономических показателей осуществляется сопоставление вариантов электрических сетей?
- 8) Что понимается под временем потерь?
- 9) Какие затраты учитывают укрупненные показатели стоимости сооружения 1 км ВЛ?
- 10) Какие элементы линии электропередач характеризуются наибольшей величиной издержек на амортизацию и обслуживание?
- 11) Какие виды оборудования определяют стоимость сооружения понижающей подстанции?
- 12) Учет каких дополнительных затрат вызывает отличие расчетной стоимости трансформатора от заводской?

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Цель занятия. Приобретение навыков по определению влияния потребителя на качество электроэнергии.

10.1 Расчетные формулы

Метод коэффициента максимума (упорядоченных диаграмм). Это основной метод расчета электрических нагрузок, который сводится к определению максимальных (P_M , Q_M , S_M) расчетных нагрузок группы электроприемников.

$$P_M = K_M P_{CM}; Q_M = K'_M Q_{CM}; S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}, \quad (10.1)$$

где P_M - максимальная активная нагрузка, кВт;

Q_M - максимальная реактивная нагрузка, квар;

S_M - максимальная полная нагрузка, кВА;

K_M - коэффициент максимума активной нагрузки;

K'_M - коэффициент максимума реактивной нагрузки;

P_{CM} - средняя активная мощность за наиболее нагруженную смену, кВт;

Q_{CM} - средняя реактивная мощность за наиболее нагруженную смену, квар.

$$P_{CM} = K_{и} P_{н}; Q_{CM} = P_{CM} \operatorname{tg} \varphi, \quad (10.2)$$

где $K_{и}$ - коэффициент использования электроприемников, определяется на основании опыта эксплуатации по таблице 1.5.1;

$P_{н}$ - номинальная активная групповая мощность, приведенная к длительному режиму, без учета резервных электроприемников, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

$K_M = F(K_{и} n_{э})$ определяется по таблицам (графикам) (таблица 7.3), а при отсутствии их может быть вычислен по формуле

$$K_M = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_{э}}} \sqrt{\frac{1 - K_{и.ср}}{K_{и.ср}}}, \quad (10.3)$$

где $n_{э}$ - эффективное число электроприемников;

$K_{и.ср}$ - средний коэффициент использования группы электроприемников,

$$K_{и.ср} = \frac{P_{ср. \Sigma}}{P_{н. \Sigma}}, \quad (10.4)$$

где $P_{ср. \Sigma}$, $P_{н. \Sigma}$ - суммы активных мощностей за смену и номинальных в группе электроприемников, кВт;

$n_{э} = F(n, m, K_{и.ср}, P_{н})$ может быть определено по упрощенным вариантам (таблица 3.2),

где n - фактическое число электроприемников в группе;
 m - показатель силовой сборки в группе,

$$m = \frac{P_{\text{н.нб}}}{P_{\text{н.нм}}}, \quad (10.5)$$

где $P_{\text{н.нб}}$, $P_{\text{н.нм}}$ - номинальные приведенные к длительному режиму активные мощности электроприемников наибольшего и наименьшего в группе, кВт.

В соответствии с практикой проектирования принимается $K'_m = 1,1$ при $n_3 \leq 10$; $K'_m = 1$ при $n_3 \geq 10$.

Приведение мощностей 3-фазных электроприемников к длительному режиму.

$P_{\text{н}} = P_{\text{п}}$ - для электроприемников ДР;

$P_{\text{н}} = P_{\text{п}} \sqrt{\text{ПВ}}$ - для электроприемников ПКР;

$P_{\text{н}} = S_{\text{п}} \cos \varphi \sqrt{\text{ПВ}}$ - для сварочных трансформаторов ПКР;

$P_{\text{н}} = S_{\text{п}} \cos \varphi$ - для трансформаторов ДР,

где $P_{\text{н}}$, $P_{\text{п}}$ - приведенная и паспортная активная мощность, кВт;

$S_{\text{п}}$ - полная паспортная мощность, кВ·А;

ПВ - продолжительность включения, отн. ед.

Приведение 1-фазных нагрузок к условной 3-фазной мощности.

Нагрузки распределяются по фазам с наибольшей равномерностью и определяется величина неравномерности (Н)

$$H = \frac{P_{\text{ф.нб}} - P_{\text{ф.нм}}}{P_{\text{ф.нм}}} \cdot 100\%, \quad (10.6)$$

где $P_{\text{ф.нб}}$, $P_{\text{ф.нм}}$ - мощность наиболее и наименее загруженной фазы, кВт.

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

$$P_y^{(3)} = 3P_{\text{м.ф}}^{(1)}, \quad (10.7)$$

где $P_y^{(3)}$ - условная 3-фазная мощность (приведенная), кВт;

$P_{\text{м.ф}}^{(1)}$ - мощность наиболее загруженной фазы, кВт.

При $H > 15\%$ и включении на линейное напряжение

$P_y^{(3)} = \sqrt{3}P_{\text{м.ф}}^{(1)}$ - для одного электроприемника;

$P_y^{(3)} = 3P_{\text{м.ф}}^{(1)}$ - для нескольких электроприемников.

При $H \leq 15\%$ расчет ведется как для 3-фазных нагрузок (сумма всех 1-фазных нагрузок).

Примечание. Расчет электроприемников ПКР производится после приведения к длительному режиму.

Определение потерь мощности в трансформаторе. Приближенно потери мощности в трансформаторе учитываются в соответствии с соотношениями

$$\Delta P = 0,02S_{\text{нн}};$$

$$\Delta S = 0,1S_{\text{нн}};$$

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2};$$

$$S_{\text{ВН}} = S_{\text{НН}} + \Delta S.$$

Определение мощности наиболее загруженной фазы.

При включении на линейное напряжение нагрузки отдельных фаз однофазных электроприемников определяются как полусуммы двух плеч, прилегающих к данной фазе (рисунок 10.1).

Из полученных результатов выбирается наибольшее значение.

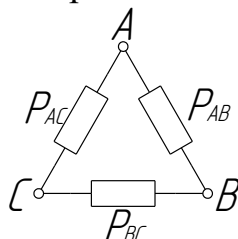


Рисунок 10.1 Схема включения 1-фазных нагрузок на линейное напряжение

При включении 1-фазных нагрузок на фазное напряжение нагрузка каждой фазы определяется суммой всех подключенных нагрузок на эту фазу (рисунок 10.2).

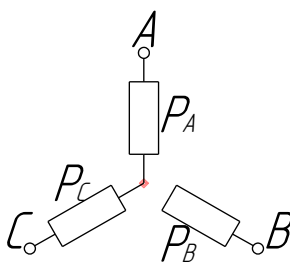


Рисунок 10.2 Схема включения 1-фазных нагрузок на фазное напряжение

Таблица 10.1. Рекомендуемые значения коэффициентов.

Наименование механизмов и аппаратов	$K_{\text{и}}$	$K_{\text{с}}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	2	3	4	5
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы (токарные, фрезерные, сверлильные, точильные, карусельные и т. п.)	0,14	0,16	0,5	1,73
Металлорежущие станки крупносерийного производства с нормальным режимом работы (те же)	0,16	0,2	0,6	1,33
Металлорежущие станки с тяжелым режимом работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные, а также крупные токарные, строгальные, фрезерные, карусельные, расточные)	0,17	0,25	0,65	1,17
Переносной электроинструмент	0,06	0,1	0,65	1,17
Вентиляторы, сантехническая вентиляция	0,6	0,7	0,8	0,75

1	2	3	4	5
Насосы, компрессоры, дизельгенераторы	0,7	0,8	0,8	0,75
Краны, тельферы	0,1	0,2	0,5	1,73
Сварочные трансформаторы	0,25	0,35	0,35	2,67
Сварочные машины (стыковые и точечные)	0,2	0,6	0,6	1,33
Печи сопротивления, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75	0,8	0,95	0,33

Таблица 10.2 Упрощенные варианты определения n_{Σ}

n	$K_{и.ср}$	m	P_H	Формула для n_{Σ}
< 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Переменная	$n_{\Sigma} = \frac{\left(\sum_{1}^n P_H \right)^2}{\sum_{1}^n P_H^2}$
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Постоянная	$n_{\Sigma} = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	< 3	Переменная	$n_{\Sigma} = n$
≥ 5	$< 0,2$	< 3		n_{Σ} не определяется, а $P_M = K_3 P_{H.\Sigma}$, где K_3 — коэффициент загрузки $K_{3(пкр)} = 0,75$ (повторно- кратковременный режим) $K_{3(др)} = 0,9$ (длительный режим) $K_{3(ар)} = 1$ (автоматический режим)
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3		$n_{\Sigma} = \frac{2 \sum_{1}^n P_H}{P_{H.нб}}$
≥ 5	$< 0,2$	≥ 3		Применяются относительные единицы $n_{\Sigma} = n^* n ;$ $n^* = F(n^*, P^*) ;$ $n^* = \frac{n_1}{n} ; P^* = \frac{P_{n1}}{P_{H.n}}$
> 300	$\geq 0,2$	≥ 3	—	$n_{\Sigma} = n$

Примечание. В таблице 10.2:

K_3 - коэффициент загрузки – это отношение фактической потребляемой активной мощности (P_{ϕ}) к номинальной активной мощности (P_H) электроприемника;

n_3^* - относительное число эффективных электроприемников определяется по таблице 7.4;

n_1 - число электроприемников с единичной мощностью больше или равной $0,5 P_{н.нб}$;

n^* - относительное число наибольших по мощности электроприемников;

P^* - относительная мощность наибольших по мощности электроприемников.

Таблица 10.3. Зависимость $K_M = F(n_3, K_H)$

n_3	Коэффициент использования, K_H									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	3,43	3,22	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,04
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,03
35	1,25	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,1	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,06	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02

Таблица 10.4 Зависимость $n^* = F(n^*, P^*)$

n^*	P^*																		
	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,01	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,03	0,03	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,023	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,059	0,1	0,14	0,2	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,011	0,011	0,019	0,026	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,16	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,12	0,15	0,18	0,22	0,22	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,1	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,21	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,27	0,47	0,58	0,7	0,83	0,92
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,2	0,24	0,28	0,33	0,4	0,33	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,1	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,4	0,47	0,38	0,66	0,70	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,16	0,17	0,2	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,48	0,8	0,88	0,93	0,95	
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,56	0,89	0,93	0,95		
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,72	0,83	0,95			
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,6	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,84	0,95				
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,5	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95					
0,4	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95						
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,7	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95							
0,5	0,48	0,53	0,58	0,64	0,7	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95								
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95									
0,6	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95										
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95											
0,7	0,66	0,73	0,8	0,86	0,9	0,94	0,95												
0,75	0,71	0,78	0,85	0,9	0,93	0,95													
0,8	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95														
0,85	0,8	0,88	0,94	0,95															
0,9	0,85	0,92	0,95																
1,0	0,95																		

Таблица 10.5. Технические данные электроприемников

№ п/п	Наименование электроприемника	P_n , кВт	n	K_n	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7
1	3-фазный ДР. Компрессорная установка	28	5	0,65	0,8	0,75
2	Вентиляторная установка	15	4	0,7		
3	Насосная установка	55	8			
4	Станок фрезерный	11,5	14	0,14	0,5	1,73
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 расточный	42	2			
11	Станок шлифовальный	3	15			
12	Станок слиткообдирочный	45	4			
13	Станок галтовочный	4	8			
14	Молот ковочный	15	7	0,24	0,65	1,17
15	Пресс штамповочный	4,5	12			
16	Автомат фрезерный	7,5	20	0,17		

1	2	3	4	5	6	7
17	Печь индукционная	8	4	0,75	0,35	2,67
18	Печь дуговая	30	4	0,75	0,87	0,56
19	Печь сопротивления	35	6	0,8	0,95	0,33
20	Конвейер ленточный	35	2	0,55	0,75	0,88
21	Транспортер роликовый	10	3			
22	3-фазный ПКР. Кран мостовой, ПВ = 25%	30	2	0,05		
23	Тележка подвесная, ПВ = 40 %	4	8	0,1	0,5	1,73
24	Тельфер транспортный, ПВ = 60 %	10	3			
25	1-фазный ПКР. Трансформатор сварочный, ПВ ~ 40 %	28 кВ·А	5	0,2	0,4	2,29
26	Аппарат дуговой сварки, ПВ = 60 %	16 кВ·А	5	0,3	0,35	2,67
27	Аппарат стыковой сварки, ПВ = 25 %	14 кВ·А	5	0,35	0,55	1,51
28	Осветительная установка Лампы накаливания	9...11 Вт/м ²			1	
29	Газоразрядные лампы			0,85	0,95	0,33

Пример.

Вариант — 30

Категория ЭСН-1

Электроприемники:

№ 1—7—19—21—24—25—29

Цех машиностроения — 350 м²

Необходимо составить схему ЭСН; рассчитать нагрузки и заполнить сводную ведомость нагрузок; выбрать ТП-10/0,4.

Решение.

По таблице 3.5 по номерам находим нужные электроприемники и разбиваем на группы: 3-фазный ДР, 3-фазный ПКР, 1-фазный ПКР, ОУ.

Выбираем виды РУ: ШМА, РП, ЩО.

Исходя из понятия категории ЭСН-1, составляем схему ЭСН с учетом распределения нагрузки.

Так как потребитель 1 категории ЭСН, то ТП – двухтрансформаторная, а между секциями НН устанавливается устройство АВР (автоматическое включение резерва).

Так как трансформаторы должны быть одинаковые, нагрузка распределяется по секциям примерно одинаково, а поэтому принимаем следующие РУ: РП1 (для 3-фазного ПКР), РП2 (для 1-фазного ПКР), ЩО, ШМА1 и ШМА2 (для 3-фазного ДР).

Такой выбор позволит уравнивать нагрузки на секциях и сформировать схему ЭСН (рисунок 10.4).

Нагрузки 3-фазного ПКР приводим к длительному режиму

$$P_H = P_{II} \sqrt{\Pi В} = 5 \cdot \sqrt{0,6} = 3,9 \text{ кВт.}$$

Нагрузка 1-фазного ПКР, включенная на линейное напряжение, приводим к длительному режиму и к условной 3-фазной мощности

$$P_H = S_{II} \cos \varphi \sqrt{\Pi В} = 28 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{0,4} = 7,1 \text{ кВт;}$$

$$P_B = P_{\text{ф.нб}} = \frac{2P_H + 2P_H}{2} = 2P_H = 2 \cdot 7,1 = 14,2 \text{ кВт;}$$

$$P_A = P_C = P_{\text{ф.нм}} = \frac{P_H + 2P_H}{2} = 1,5P_H = 1,5 \cdot 7,1 = 10,7 \text{ кВт;}$$

$$H = \frac{P_{\text{ф.нб}} - 2P_{\text{ф.нм}}}{P_{\text{ф.нм}}} \cdot 10^2 = \frac{14,2 - 10,7}{10,7} \cdot 10^2 = 33\% > 15\%$$

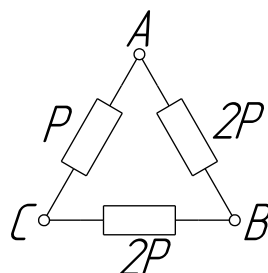


Рисунок 10.3 Распределение 1-фазной нагрузки по фазам

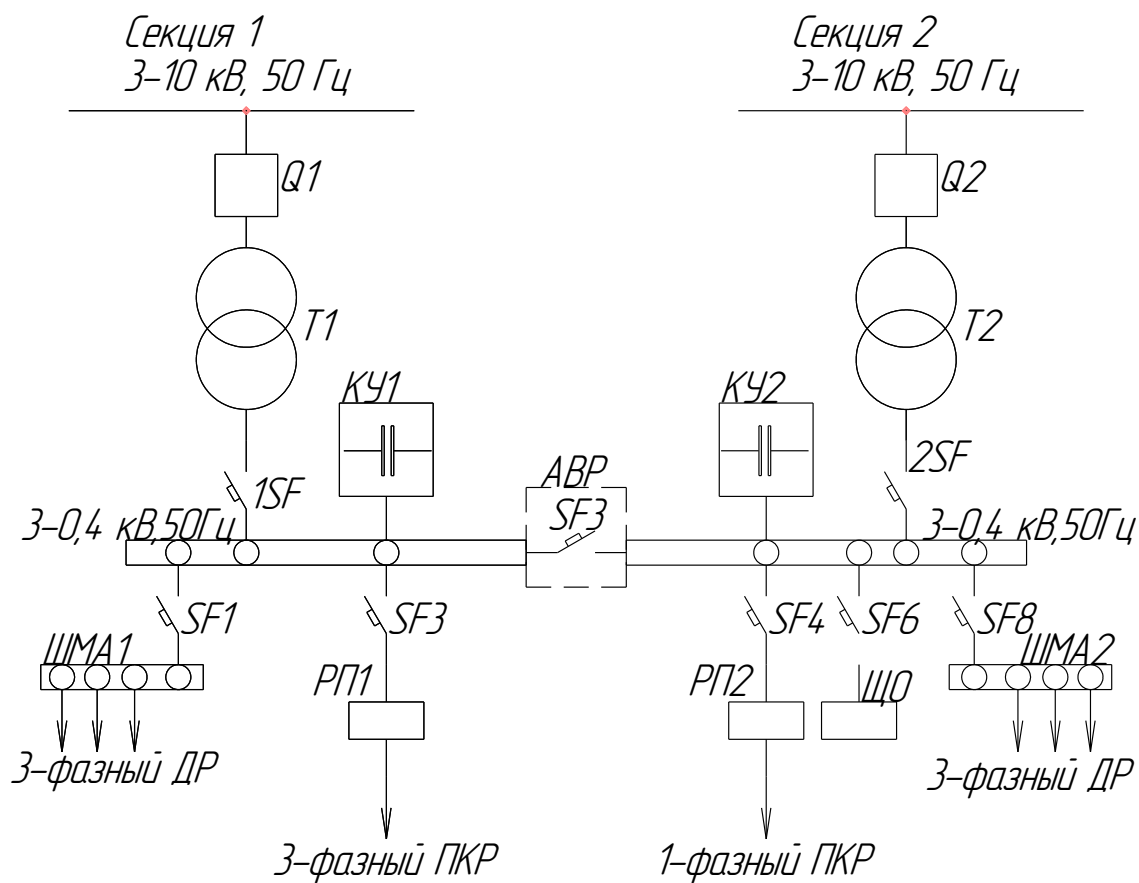


Рисунок 10.4 Схема ЭЭН цеха

Тогда

$$P_y = 3P_{ф.нб} = 3 \cdot 14,2 = 42,6 \text{ кВт.}$$

Определяем методом удельной мощности нагрузка ОУ:

$$P_{оу} = P_{уд} S = 10 \cdot 350 = 3,5 \text{ кВт.}$$

Распределяем нагрузку по секциям.

Таблица 10.6 Распределение нагрузки по секциям

Секция 1	Нагрузка приведенная, кВт		Секция 2
1	2	3	4
РП1			РП2
Тельфер 3,9×8	31,2	42,6	42,6 Трансформатор сварочный
			ЩО
		3,5	3,5
ШМА1			ШМА2
Компрессорная установка 28×3	84	56	28×2 Компрессорная установка
Станок карусельный 40×1	40	40	40×1 Станок карусельный
Печь сопротивления 35×3	105	105	35×3 Печь сопротивления
Транспортер 10×1	10	20	10×2 Транспортер
ИТОГО	270,2	267,1	ИТОГО

Примечание. Резервные электроприемники в расчете электрических нагрузок не учитываются.

Согласно распределению нагрузки по РУ заполняется «Сводная ведомость...» (таблица 10.7). Колонки 1, 2, 3, 5, 6, 7.

Колонка 4: $P_{н.Σ} = P_n n$, кроме РП2 с 1-фазными электроприемниками и ЩО.

Так как на РП1, РП2, ЩО электроприемники одного наименования, итоговых расчетов не требуется.

Расчеты производим для ШМА1 и ШМА2.

Определяем $m = \frac{P_{н.нб}}{P_{н.нм}}$, результат заносим в колонку 8.

Определяем $P_{см} = K_{и} P_n$, $Q_{см} = P_{см} tg \varphi$, $S_{см} = \sqrt{P_{см}^2 + Q_{см}^2}$, результаты заносим в колонки 9, 10, 11 соответственно.

Определяем $K_{и.ср} = \frac{P_{см.Σ}}{P_{н.Σ}}$, $\cos \varphi = \frac{P_{см.Σ}}{S_{см.Σ}}$, $tg \varphi = \frac{Q_{см.Σ}}{P_{см.Σ}}$ для ШМА1 и

ШМА2, результаты заносим в колонки 5, 6, 7 соответственно.

Определяем $n_3 = F(n, m, K_{и.ср}, P_n) = F(8, > 3, > 0,2, \text{ переменная}) = 8$, результат заносим в колонку 12.

Определяем $K_M = F(K_{и.ср}, n_3)$, результат заносим в колонку 13.

Определяем $P_M = K_M P_{CM}$; $Q_M = K'_M Q_{CM}$; $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$,
результат заносим в колонки 15, 16, 17.

Определяем ток на РУ, результат заносим в колонку 18.

Определяем потери в трансформаторе, результаты заносим в колонки 15, 16, 17.

$$I_{M(ПП1)} = \frac{S_{M(ПП1)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{18,8}{1,73 \cdot 0,38} = 28,6 \text{ A};$$

$$I_{M(ПП2)} = \frac{S_{M(ПП2)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{21,3}{1,73 \cdot 0,38} = 32,4 \text{ A};$$

$$I_{M(ШМА1)} = \frac{S_{M(ШМА1)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{215}{1,73 \cdot 0,38} = 326,8 \text{ A};$$

$$I_{M(ШМА2)} = \frac{S_{M(ШМА2)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{196}{1,73 \cdot 0,38} = 297,9 \text{ A};$$

$$I_{M(ПП1)} = \frac{S_{M(ПП1)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{18,8}{1,73 \cdot 0,38} = 28,6 \text{ A};$$

$$I_{M(ЩО)} = \frac{S_{M(ЩО)}}{\sqrt{3}V_{Л}} = \frac{3,2}{1,73 \cdot 0,38} = 4,9 \text{ A}.$$

Определяем потери в трансформаторе, результаты заносим в колонки 15, 16, 17.

$$\Delta P_T = 0,02 S_{M(HH)} = 0,02 \cdot 473,1 = 9,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{M(HH)} = 0,1 \cdot 473,1 = 47,3 \text{ квар};$$

$$\Delta S_{CT} = \sqrt{\Delta P_{CT}^2 + \Delta Q_{CT}^2} = \sqrt{9,5^2 + 47,3^2} = 48,3 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

Определяем расчетную мощность трансформатора с учетом потерь, но без компенсации реактивной мощности.

$$S_T \geq S_p \cdot 0,7 S_{M(BH)} = 0,7 \cdot 521,4 = 365 \text{ кВт} \cdot \text{А}.$$

По [5, с. 116] выбираем КТП 2×400-10/0,4;

с двумя трансформаторами ТМ 400-10/0,4;

$$R_T = 5,6 \text{ мОм}; \quad \Delta P_{xx} = 0,950 \text{ кВт};$$

$$X_T = 14,9 \text{ мОм}; \quad \Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт};$$

$$Z_T = 15,9 \text{ мОм}; \quad u_{кз} = 4,5 \%;$$

$$Z_T^{(1)} = 195 \text{ мОм}; \quad i_{xx} = 2,1 \%;$$

$$K_3 = \frac{S_{HH}}{S_T} = \frac{473,1}{2 \cdot 400} = 0,59.$$

Таблица 10.7 Сводная ведомость нагрузок по цеху

Наименование РУ и электро- приемников	Нагрузка установленная							Нагрузка средняя за смену						Нагрузка максимальная			
	P_H , кВт	n	$P_{H.\Sigma}$, кВт	K_H	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	m	$P_{см}$, Вт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	$n_{э}$	K_M	K'_M	P_M , кВт	Q_M , квар	S_M , кВ·А	I_M , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПП1																	
Тельфер транспортный . ПВ-60%	с 53,9	8	31,2	0,3	0,5	1,73	—	9,4	16,3	18,8	—	—	—	9,4	16,3	18,8	28,6
ПП2																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Трансформато р сварочный, 1-ф, ПВ = 40%	7,1	5	42,6	0,2	0,4	2,29		8,5	19,5	21,3	—	—	—	8,5	19,5	21,3	32,4
ШМА1																	
Компрессорна я установка	28	3	84	0,65	0,8	0,75		54,6	41								
Станок карусельный	40	1	40	0,14	0,5	0,73		5,6	9,7								
Печь сопротивлени я	35	3	105	0,8	0,95	0,33		84	27,7								
Транспортер роликовый	10	1	10	0,55	0,75	0,88		5,5	4,8								
ВСЕГО по ШМА1	—	8	239	0,63	0,87	0,56	3	149,7	83,2	171,3	8	1,3		194,6	91,5	215	326,8
ШМА2																	
Компрессорна я установка	28	2	56	0,65	0,8	0,75		36,4	27,3								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Станок карусельный	40	1	40	0,14	0,5	1,73		6,6	9,7								
Печь сопротивлени я	35	3	105	0,8	0,95	0,33		84	27,7								
Транспортер роликовый	10	2	20	0,55	0,75	0,88		11	9,7								
ВСЕГО по ШМА2	—	8	221	0,62	0,88	0,63		137	74,4	155,9	8	1,3		178,1	81,8	196	297,9
ЩО ОУ с ГРЛ			3,5	0,85	0,95	0,33		1	1	3,2	—	—	—	3	1	3,2	4,9
Всего на ШНН								307,6	194,4	363,9	—	—	—	393,6	210,1	473,1	—

10.2 Задачи для самостоятельного решения

Составить схему ЭСН, рассчитать нагрузки и заполнить сводную ведомость нагрузок, выбрать ТП-10/0,4, в соответствии с вариантом по таблице 10.8.

Таблица 10.8 Индивидуальные задания

Вариант	Категория ЭСН	$S, \text{ м}^2$	Номера электроприемников по таблице 3.5		Вариант
1	1	450	1-(4)-14-17-23-25-28	2-(5)-15-18-23-25-29	16
2	2	500	(2)-5-15-18-24-26-29	1-4-14-17-(24)-26-28	17
3	3	550	(3)-6-16-21-22-26-28	1-(7)-14-17-23-26-29	18
4	2	600	1-7-14-17-(23)-27-29	3-(6)-16-20-22-26-28	19
5	3	400	2-(8)-15-18-24-25-28	3-9-16-(19)-24-27-29	20
6	1	450	3-(9)-16-22-25-29	(2)-8-15-18-22-25-28	21
7	3	500	1-(10)-14-17-24-27-28	2-(11)-15-18-24-25-29	22
8	1	550	2-(11)-15-18-22-25-29	1-(10)-14-17-22-25-28	23
9	2	600	3-(12)-16-19-23-25-28	1-13-18-(22)-23-26-29	24
10	1	600	1-(13)-18-20-22-26-29	3-(12)-16-22-25-28	25
11	2	550	2-(14)-19-21-24-27-28	3-15-17-(20)-24-27-29	26
12	3	500	3-(15)-17-20-23-26-29	2-14-19-(21)-23-26-28	27
13	2	450	3-(16)-19-20-24-27-28	2-7-(17)-21-24-27-29	28
14	3	400	2-7-(17)-21-22-26-29	3-(16)-19-20-24-26-28	29
15	1	350	1-10-(18)-22-23-27-28	(1)-7-19-21-24-25-29	30

10.3 Вопросы для самоконтроля знаний

- 1) В чем заключается метод коэффициента максимума?
- 2) Какие потери существуют в трансформаторе?
- 3) Что такое коэффициент загрузки?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сибикин, М. Ю. Технология энергосбережения [Текст]: учебник / М. Ю. Сибикин, Ю. Д. Сибикин. - М.: ФОРУМ, 2006, 2010. - 351 с.
2. Колесников А. И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях [Текст]: учеб. пособие / А. И. Колесников, М. Н. Федоров, Ю. М. Варфоломеев. - М.: ИНФРА-М, 2008. - 128 с.
3. Самойлов, М. В. Основы энергосбережения [Текст]: учеб. пособие / М. В. Самойлов, В. В. Паневчик, А. Н. Ковалев. - Минск: БГЭУ, 2002. - 200 с.
4. Энергосбережение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха [Текст]: справочное пособие / Л.Д. Богуславский. – М.: Стойиздат, 1990. – 624 с.
5. Основы энергетики [Текст]: учебник / Г.Ф. Быстрицкий. – М.: ИНФРА-М, 2006. – 277 с.
6. Общая энергетика [Текст]: учебник / Р.Ш. Абдурашитов. - Уфа, 2002 – 311 с.
7. Энергосберегающее электротехнологическое оборудование для АПК: [Текст]: каталог – М.: ФГНУ «Росинформагротех», 2005. – 264 с.