

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Агафонов Александр Викторович
Должность: директор филиала
Дата подписания: 18.06.2025 22:54:16
Уникальный программный ключ:
2539477a8ecf71b60c4a8c110b110b11

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ЧЕБОКСАРСКИЙ ИНСТИТУТ (ФИЛИАЛ) МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

**Кафедра информационных технологий,
электроэнергетики и систем управления**

УТВЕРЖДАЮ
Директор филиала
А.В. Агафонов
« 26 » мая 2022г.



ЭНЕРГОАУДИТ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

(наименование дисциплины)

**Методические указания по выполнению
расчётно-графической работы**

Направление подготовки	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника (код и наименование направления подготовки)
Направленность (профиль) подготовки	Электроснабжение (наименование профиля подготовки)
Квалификация выпускника	бакалавр
Форма обучения	очная, заочная

Чебоксары, 2022

Методические указания разработаны в соответствии с требованиями
ФГОС ВО по специальности

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Автор Карчин Виктор Васильевич, к.т.н., доцент кафедры
«Информационные технологии, электроэнергетика и системы управления»
ФИО, ученая степень, ученое звание или должность, наименование кафедры

Методические рекомендации одобрены на заседании кафедры
«Информационные технологии, электроэнергетика и системы управления»

(протокол № 10 от 14.05.2022 г.).

Введение

Цель выполнения РГР – систематическая проверка степени освоения программы дисциплины «Энергоаудит и энергосбережение», уровня сформированности знаний, умений, навыков, компетенций на текущих занятиях.

Задачи текущего контроля:

1. определение индивидуального учебного рейтинга студентов;
2. своевременное выполнение корректирующих действий по содержанию и организации процесса обучения; обнаружение и устранение пробелов в усвоении учебной дисциплины;
3. подготовки к промежуточной аттестации.

Содержание и варианты заданий для выполнения РГР

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

РГР состоит из трех частей, которые необходимо выполнить каждому студенту. Студент выполняет по каждой из частей вариант задания, обозначенный последней цифрой его учебного шифра в зачетной книжке.

При выполнении контрольной работы необходимо строго придерживаться указанных ниже правил. Работы, выполненные без соблюдения этих правил, не засчитываются и возвращаются студенту для переработки.

1. Каждая РГР работа должна быть выполнена отдельно, набрана в редакторе Word и распечатана.

2. В заголовке работы на обложке работы должны быть ясно написаны фамилия студента, его инициалы, номер зачетки, название дисциплины. Здесь же следует указать название учебного заведения. В конце работы следует проставить дату ее выполнения и расписаться.

3. В работу должны быть включены все задачи, указанные в задании, строго по положенному варианту. Расчетные работы, содержащие не все задачи задания, а также задачи не своего варианта, не засчитываются.

4. Решения задач надо располагать в порядке номеров, указанных в заданиях, сохраняя номера задач.

5. Перед решением каждой задачи надо выписать её условие.

6. Решения задач следует излагать подробно и аккуратно, объясняя и мотивируя все действия по ходу решения и делая необходимые чертежи.

7. После получения прорецензированной незачтенной работы студент должен исправить все отмеченные рецензентом ошибки и недочеты и выполнить все рекомендации рецензента.

В случае незачета работы и отсутствия прямого указания рецензента на то, что студент может ограничиться предоставлением исправленных решений отдельных задач, вся работа должна быть выполнена заново.

ЧАСТЬ 1. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ВЫБОРЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Снижение потерь в трансформаторах путем увеличения их загрузки

Для уменьшения энергозатрат следует обращать внимание на потери электроэнергии, обусловленные ее передачей и трансформацией. Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях относится к эффективным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии.

Эксплуатация систем электроснабжения в неноминальном режиме приводит к увеличению доли потерь, связанных с недогрузкой трансформаторов. Потери в

трансформаторах состоят из постоянной (потери в стали) и нагрузочной (в обмотках, коммутаторах и соединительных шинах) составляющих.

Наиболее экономичный режим работы трансформаторов соответствует нагрузке 60–70 % от номинальной мощности и характеризуется коэффициентом загрузки [1]:

$$k_{з\text{ ном}} = \frac{S_{\text{факт}}}{n \cdot S_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{факт}}$ – фактическое значение полной мощности, проходящее через трансформатор в нормальном режиме; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность одного трансформатора подстанции; n – количество трансформаторов в подстанции.

Согласно «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), коэффициент загрузки трансформаторов зависит от категории по бесперебойности питания нагрузки и может находиться в пределах [1]:

$$k_{з\text{ ном}} = 0,7 \div 0,75 \text{ – для потребителей I категории;}$$

$$k_{з\text{ ном}} = 0,75 \div 0,8 \text{ – для потребителей II категории;}$$

$$k_{з\text{ ном}} = 0,8 \div 0,9 \text{ – для потребителей III категории.}$$

Работа малозагруженных трансформаторов (с $k_{з\text{ ном}} < 0,3$) является экономически не выгодной из-за собственных потерь в каждом из трансформаторов. Необходимо выключать недозагруженные трансформаторы, увеличивая их степень загрузки.

Согласно выражениям для определения потерь мощности в трансформаторе, приведенным ниже, можно видеть, что коэффициент загрузки имеет непосредственное влияние на уровень потерь.

Потери активной электроэнергии в трансформаторе рассчитываются по формуле, кВт · ч:

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P'_{xx} T_0 + \Delta P'_{кз} k_z^2 T_p.$$

Приведенные потери мощности холостого хода трансформатора, кВт:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_{ип} \Delta Q_{xx}.$$

Приведенные потери мощности короткого замыкания, кВт:

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + k_{ип} \Delta Q_{кз},$$

здесь ΔP_{xx} – потери мощности холостого хода, в расчетах следует принимать по каталогу равными потерям в стали; $\Delta P_{кз}$ – потери мощности короткого замыкания; в расчетах следует принимать равными по каталогу потерям мощности в металле обмоток

трансформатора; $k_{\text{ип}}$ – коэффициент изменения потерь, зависящий от передачи реактивной мощности (для промышленных предприятий, когда величина его не задана энергосистемой, следует принимать в среднем равным 0,07), кВт/кВАр; T_0 – полное число часов присоединения трансформатора к сети; T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период (при односменной работе $T_p = 2400$ ч, при двух – $T_p = 5400$ ч, при трех – $T_p = 8400$ ч);

Постоянная составляющая потерь реактивной мощности холостого хода трансформатора, кВАр:

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{S_{\text{ном}} U_{\text{кз}}}{100}, \quad \Delta Q_{\text{кз}} = \frac{S_{\text{ном}} I_{\text{xx}}}{100},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %; I_{xx} – ток холостого хода, %.

Реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, кВАр:

$$\Delta Q_{\text{T}} = \Delta Q_{\text{кз}} + \Delta Q_{\text{xx}} \cdot k_3 = \left(\frac{I_{\text{xx}}}{100} + \frac{U_{\text{кз}} \cdot k_3^2}{100} \right) \cdot S_{\text{ном}} \cdot n.$$

Потери реактивной электроэнергии за учетный период, кВт · ч в год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{p}} = \frac{S_{\text{ном}} I_{\text{xx}} T_0}{100} + \frac{S_{\text{ном}} U_{\text{кз}} k_3^2 T_p}{100}.$$

Потери полной электроэнергии за учетный период, кВт · ч в год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{п}} = \sqrt{\Delta \mathcal{E}_{\text{a}}^2 + \Delta \mathcal{E}_{\text{p}}^2},$$

Экономический эффект при замене трансформатора большей мощности на трансформатор меньшей мощности за счет уменьшения потерь, руб. в год:

$$\mathcal{E} = (\Delta \mathcal{E}_{\text{п2}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{п1}}) \cdot C_{\mathcal{E}},$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{п1}}$ – значение потерь полной мощности заменяемого трансформатора; $\Delta \mathcal{E}_{\text{п2}}$ – значение потерь полной мощности нового трансформатора; $C_{\mathcal{E}}$ – стоимость электроэнергии.

Срок окупаемости реконструкции трансформаторной подстанции, лет:

$$t_{\text{ок}} = K / \mathcal{E},$$

где K – единовременные капитальные вложения на реконструкцию подстанции (стоимость одного трансформатора умноженная на их количество); $\mathcal{E}$ – экономический эффект,

получившийся при реконструкции подстанции.

2. Расчет экономически целесообразного режима работы трансформаторов

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов определяется в зависимости от суммарной нагрузки числа параллельно включенных трансформаторов, обеспечивающих минимум потерь электроэнергии в этих трансформаторах $\Delta P'_{\Sigma 0} = \min$ [1]:

$$\Delta P'_{\Sigma 0} = n (\Delta P_{xx} + k_{\text{ип}} \Delta Q_{xx}) + \frac{1}{n} (\Delta P_{кз} + k_{\text{ип}} \Delta Q_{кз}) k_3^2,$$

где n – число включенных трансформаторов одинаковой мощности.

В условиях эксплуатации оптимальным коэффициентом загрузки трансформатора считают такой, который обеспечивает максимальный приведенный КПД, т.е.

$$k_{30} = \sqrt{\Delta P'_{xx} / \Delta P'_{кз}}.$$

Однако, в условиях эксплуатации не всегда возможно регулировать нагрузку трансформатора для получения оптимального коэффициента загрузки, поскольку нагрузка зависит от условий технологического процесса производства.

При выборе оптимальной мощности трансформаторов необходимо использовать основной экономический критерий, а именно: минимум приведенных годовых затрат. Применение этого критерия позволяет, учитывая эффективность капиталовложений в трансформаторы, с одной стороны, избежать излишних потерь электроэнергии, а с другой – омертвления материальных ценностей и трудовых затрат. При этом условия эксплуатации наивыгоднейшим образом сочетаются с параметрами трансформаторов.

Приведенные затраты на один трансформатор в зависимости от нагрузки определяются по выражению

$$Z_{1T} = k_H K + [\Delta P'_{xx} + k_3^2 \Delta P'_{кз}] T_p C_э,$$

где $k_H = k_э + k_a$ – нормативный коэффициент; $k_э$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $k_э = 0,15$ (из расчета срока окупаемости капиталовложений 6 лет – $k_э = 1/6 = 0,15$); k_a – нормативный коэффициент амортизационных отчислений, $k_a = 0,06$ (из расчета 6 % в год); K – единовременные капитальные вложения в один трансформатор; $C_э$ – стоимость (тариф) 1 кВт · ч электроэнергии.

С целью сопоставления $k_э$ трансформаторов различной мощности можно использовать удельные приведенные затраты, т.е. приведенные затраты, отнесенные к передаваемой мощности S :

$$z_{1T} = z_{1T} / S = (k_H K) / S + \left(\Delta P'_{XX} + k_3^2 \Delta P'_{K3} \right) T_p C_3 / S. \quad (1)$$

На основании выражения (1) получен оптимальный коэффициент загрузки, соответствующий минимуму приведенных затрат [1]:

$$k_{3M3} = \sqrt{\Delta P'_{XX} / \Delta P'_{K3} + k_H K / C_3 T_p \Delta P'_{K3}}.$$

3. Расчет степени износа трансформаторов

Расчет степени износа подстанций предприятия осуществляется по выражению [1]:

$$И = \frac{2009 - \Gamma_{уст}}{25} \cdot 100 \%,$$

где $И$ – износ трансформатора на сегодняшний день; $\Gamma_{уст}$ – год (дата) ввода трансформатора в эксплуатацию.

Трансформаторные подстанции, исчерпавшие свой рабочий ресурс, как правило, имеют высокие потери в обмотках и низкие изоляционные характеристики. Массовый выход из строя этих трансформаторов может привести к простоем оборудования основного производства и значительному материальному ущербу на предприятии.

ЧАСТЬ 2. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

1. Понятие реактивной мощности

В электрических цепях, содержащих комбинированные сопротивления (нагрузку), в частности, активную (лампы накаливания, электронагреватель и др.) и индуктивную (электродвигатели, распределительные трансформаторы, сварочное оборудование, люминесцентные лампы и др.) составляющие, общую мощность, забираемую от сети, можно выразить векторной диаграммой (рис. 1) [1].

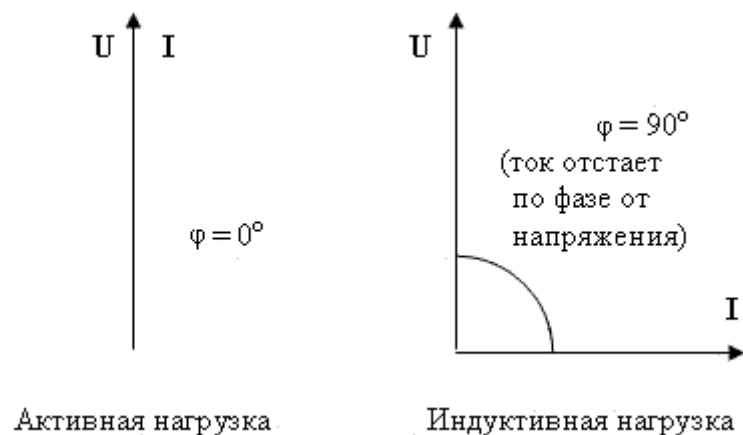


Рис. 1. Векторная диаграмма активной

и индуктивной нагрузки

Отставание тока по фазе от напряжения в индуктивных элементах обуславливает интервалы времени (см. рис. 2), когда напряжение и ток имеют противоположные знаки: напряжение положительно, а ток отрицателен и наоборот. В эти моменты мощность не потребляется нагрузкой, а подается обратно по сети в сторону генератора. При этом электроэнергия, запасаемая в каждом индуктивном элементе, распространяется по сети, не рассеиваясь в активных элементах, а совершая колебательные движения (от нагрузки к генератору и обратно). Соответствующую мощность называют *реактивной*.

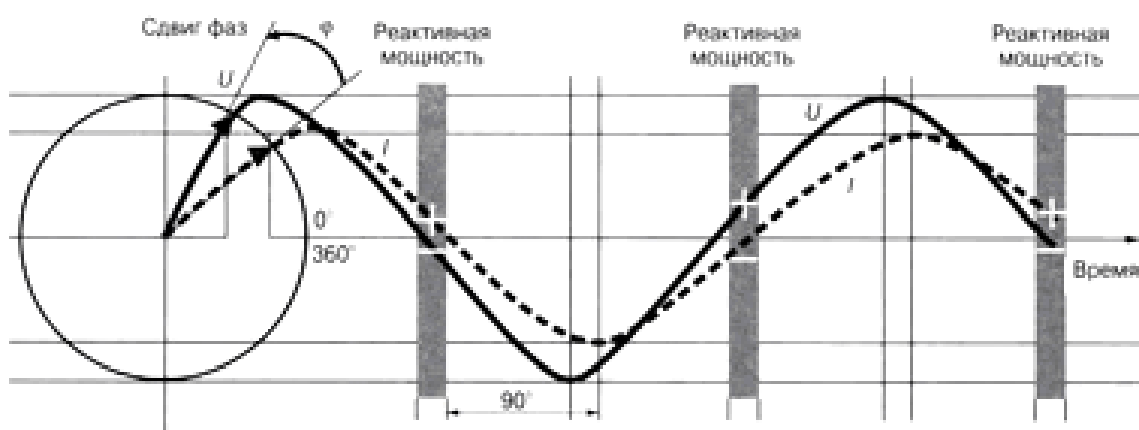


Рис. 2. Отставание тока по фазе от напряжения

в индуктивных элементах

Полная мощность складывается из активной мощности, совершающей полезную работу, и реактивной мощности, расходуемой на создание магнитных полей и создающей дополнительную нагрузку на силовые линии питания. Соотношение между полной и активной мощностью (рис. 3), выраженное через косинус угла между их векторами, называется *коэффициентом* (фактором) *мощности*.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad \cos \varphi = P / S,$$

где P – активная мощность (кВт); S – полная мощность (кВА); Q – реактивная мощность (кВАр); $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

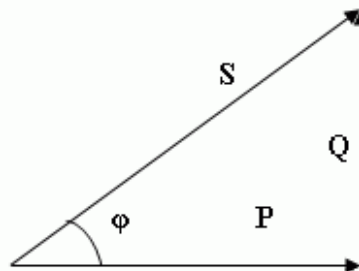


Рис. 3. Соотношение между полной и активной мощностью

Активная энергия преобразуется в полезную – механическую, тепловую и другие виды энергии. Реактивная же энергия не связана с выполнением полезной работы, а расходуется на создание электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, индукционных печах, сварочных трансформаторах, дросселях и осветительных приборах. Таким образом, основными потребителями реактивной мощности на коммунальных промышленных предприятиях являются:

- асинхронные двигатели (45–65 %);
- трансформаторы всех степеней трансформации (20–25 %);
- электропечные установки (8 %);
- воздушные линии электропередачи и другие электроприемники (вентильные преобразователи, сварочное оборудование, люминесцентные лампы, реакторы и т.п.) (10 %).

Реактивная мощность при синусоидальном напряжении однофазной сети равна:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

в трехфазной сети – как алгебраическая сумма фазных реактивных мощностей.

Реактивная мощность Q пропорциональна реактивному току, протекающему через индуктивный элемент:

$$Q = U \cdot I_L,$$

где I_L – реактивный (индуктивный) ток, U – напряжение сети.

Таким образом, полный ток, питающий нагрузку, складывается из активной и индуктивной составляющих:

$$I = I_R + I_L.$$

В зависимости от вида используемого оборудования нагрузка подразделяется на активную, индуктивную и емкостную. Наиболее часто потребитель имеет дело со смешанными активно-индуктивными нагрузками. Соответственно, из электрической сети

происходит потребление как активной, так и реактивной энергии.

2. Основы компенсации реактивной мощности

В последние годы наблюдается значительный рост производства и развитие инфраструктуры городов. В связи с этим увеличивается число и мощности электроприемников, использующихся на производствах в основных технологических и вспомогательных циклах, а объекты инфраструктуры применяют все большее количество осветительных аппаратов для рабочего освещения, рекламы и дизайна. Соответственно, увеличивается потребляемая электрическая мощность [1].

При передаче потребителям активной P и реактивной Q мощностей в системе электроснабжения имеют место потери активной мощности. Потери активной мощности пропорциональны квадрату реактивной мощности, и при снижении реактивной мощности эти потери уменьшаются. Поэтому, потребление всей реактивной мощности от энергоснабжающей организации нецелесообразно, так как ток, вызванный реактивной мощностью, дополнительно нагружает линии электропередачи. Передача реактивной мощности по сети снижает пропускную способность всех элементов системы электроснабжения. Это приводит к увеличению сечений проводов и кабелей, к увеличению мощности генераторов, трансформаторов, повышению активных потерь, а также падению напряжения (из-за увеличения реактивной составляющей тока питающей сети) и, соответственно, к увеличению капитальных затрат на внешне- и внутриместные сети.

В связи с этим реактивную мощность необходимо получать (генерировать) непосредственно у потребителя.

Снижение реактивной мощности, циркулирующей между источником тока и приемником, а следовательно, снижение реактивного тока в генераторах и сетях называют *компенсацией реактивной мощности* (КРМ). Эту функцию выполняют установки КРМ. Установки КРМ – электроприемники с емкостным током, которые при работе формируют опережающую реактивную мощность (ток по фазе опережает напряжение) для компенсации отстающей реактивной мощности, генерируемой индуктивной нагрузкой.

Компенсация реактивной мощности, или повышение коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий, имеет большое народнохозяйственное значение и является частью общей проблемы повышения КПД работы систем электроснабжения и улучшения качества отпускаемой потребителю электроэнергии.

КРМ является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок промышленных предприятий с одновременным повышением качества электроэнергии непосредственно в сетях предприятий.

Цели регулирования реактивной мощности очень кратко можно сформулировать следующим образом:

1. Стабилизация напряжения на высоковольтных шинах предприятий и сетей.
2. Известно, что просадка напряжения на шинах равна:

$$\Delta U = \frac{\Delta Q}{S_{кз}}.$$

Если за счет регулирования изменение реактивной мощности ΔQ будет практически равно 0, то просадка напряжения на шинах при неизменном значении $S_{кз}$ будет также практически равна нулю. Такой режим можно обеспечить, организовав непрерывный переток реактивной мощности между емкостной и индуктивной составляющими компенсирующего устройства.

3. Подавление высших гармоник, присутствующих в сети от работы многочисленных преобразователей частоты и напряжения, причем, по мере развития промышленности доля таких преобразователей, как известно, неумолимо растет.

4. Улучшение коэффициента мощности предприятий $\cos \varphi$.

5. Снижение фликера – низкочастотных колебаний ($f \leq 50$ Гц), оказывающих вредное воздействие на здоровье человека (на зрение).

Правильная компенсация реактивной мощности *позволяет*:

- снизить общие расходы на электроэнергию;
- уменьшить нагрузку элементов распределительной сети (подводящих линий, трансформаторов и распределительных устройств), тем самым продлевая их срок службы;
- снизить тепловые потери тока и расходы на электроэнергию;
- снизить влияние высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- добиться большей надежности и экономичности распределительных сетей.

Кроме того, в существующих сетях:

- исключить генерацию реактивной энергии в сеть в часы минимальной нагрузки;
- снизить расходы на ремонт и обновление парка электрооборудования;
- увеличить пропускную способность системы электроснабжения потребителя, что позволит подключить дополнительные нагрузки без увеличения стоимости сетей;
- обеспечить получение информации о параметрах и состоянии сети, а во вновь создаваемых сетях – уменьшить мощность подстанций и сечения кабельных линий, что снизит их стоимость.

Чем ниже коэффициент мощности $\cos \varphi$ при одной и той же активной нагрузке электроприемников, тем больше потери мощности и падение напряжения в элементах систем электроснабжения. Поэтому следует всегда стремиться к получению наибольшего значения коэффициента мощности.

Значения коэффициента мощности некомпенсированного оборудования приведены в табл. 1, а усредненные значения коэффициента мощности для систем электроснабжения различных предприятий – в табл. 2. В оптимальном режиме показатель должен стремиться к единице и соответствовать нормативным требованиям.

Уровень компенсируемой реактивной мощности Q_K определяется как разность реактивных мощностей нагрузки предприятия Q_{Π} и представляемой предприятию

энергосистемой Q_3 [1]:

$$Q_K = Q_{II} - Q_3 = P \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{II} - \operatorname{tg} \varphi_3).$$

Таблица 1

**Значения коэффициента мощности
нескомпенсированного оборудования**

Тип нагрузки	Примерный коэффициент мощности
Асинхронный электродвигатель до 100 кВт	0,6–0,8
Асинхронный электродвигатель 100–250 кВт	0,8–0,9
Индукционная печь	0,2–0,6
Сварочный аппарат переменного тока	0,5–0,6
Электродуговая печь	0,6–0,8
Лампа дневного света	0,5–0,6

Таблица 2

**Усредненные значения коэффициента мощности
для систем электроснабжения различных предприятий**

Тип нагрузки	Примерный коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	2
Хлебопекарное производство	0,6–0,7
Мясоперерабатывающее производство	0,6–0,7
Мебельное производство	0,6–0,7
Лесопильное производство	0,55–0,65
Молочные заводы	0,6–0,8
Механообрабатывающие заводы	0,5–0,6
Автотремонтные предприятия	0,7–0,8
Пивоваренные заводы	~ 0,6
1	2
Деревообрабатывающие предприятия	~ 0,6
Цементные заводы	~ 0,7
Горные разрезы	~ 0,6
Сталелитейные заводы	~ 0,6
Табачные фабрики	~ 0,8
Порты	~ 0,5

Таким образом, видно, что при отсутствии компенсации реактивной мощности потребитель переплачивает за потребление реактивной энергии 30-40% общей стоимости.

31 августа 2006 года вышло постановление Правительства РФ № 530, которым

утверждены изменения «Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг». Согласно вышеуказанным правилам потребители электрической энергии должны соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощностей, определенных в договоре в соответствии с порядком, утвержденным Минтопэнерго России. А согласно приказу от 22 февраля 2007 года № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощностей для отдельных энергопринимающих устройств электрической энергии» были определены предельные значения коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ (табл. 3).

Таблица 3

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	tg φ
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6–20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

КРМ – одно из наиболее доступных, эффективных и простых способов снижения потерь электроэнергии как для потребителя, так и для электросетевой компании, а также снижения себестоимости выпускаемой потребителями продукции.

Снизить потребление реактивной мощности, а следовательно, и потери активной мощности, можно двумя способами:

- без применения компенсирующих устройств (КУ) [1],
- с применением КУ.

3. Мероприятия, связанные с применением компенсирующих устройств

- применение в качестве КУ синхронных двигателей в режиме перевозбуждения ($\cos \varphi > 1$);
- применение синхронных компенсаторов в электрических сетях напряжением 110/35 и 110/6;
- применение в качестве КУ батарей конденсаторов.

Для повышения пропускной способности воздушных линий начинают применять управляемые шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы и статические компенсирующие устройства. Последние позволяют существенно увеличить передаваемую по линии мощность сверхнатурального значения.

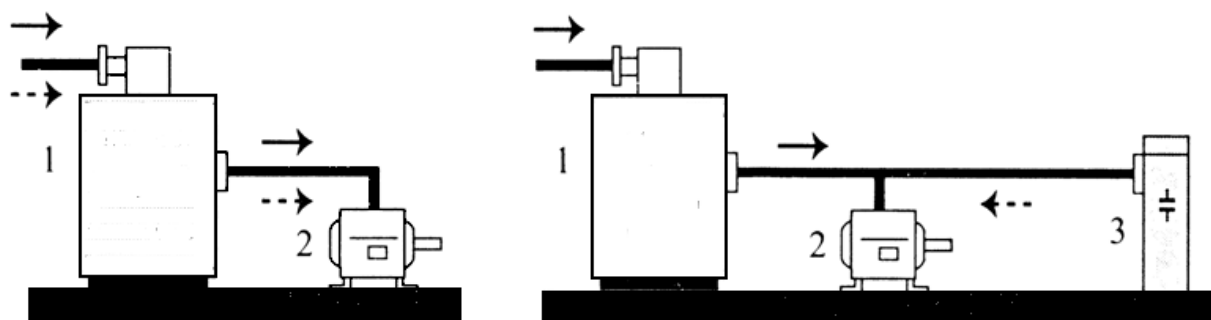


Рис. 4. Схема компенсации реактивной мощности электродвигателя

(1 – трансформатор, 2 – электродвигатель, 3 – конденсатор)

Наиболее действенным и эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение *конденсаторных установок*. КУ подключают параллельно нагрузке для снижения доли реактивного тока в системе «генератор–нагрузка» (рис. 4). Реактивная мощность при этом уже не перемещается между генератором и нагрузкой, а совершает локальные колебания между реактивными элементами – индуктивными обмотками нагрузки и конденсатором. Такая компенсация реактивной мощности позволяет передать в нагрузку большую активную мощность при той же номинальной полной мощности генератора.

Основные достоинства КУ следующие:

- малые потери активной мощности (0,3–0,45 кВт на 100 кВАр);
- отсутствие вращающихся частей и их малая масса (нет необходимости в фундаменте);
- простая и дешевая эксплуатация по сравнению с другими КУ;
- возможность изменения их мощности при необходимости;
- возможность установки в любой точке сети.

На практике коэффициент мощности после компенсации находится в пределах от 0,93 до 0,99.

Срок окупаемости конденсаторных установок можно оценить следующим образом:

$$t_{\text{ок}} = Z_1 / (Z_2 - Z_3),$$

где Z_1 – стоимость конденсаторной установки, руб.; Z_2 – затраты на электроэнергию без компенсации, руб./мес.; Z_3 – затраты на электроэнергию при применении конденсаторных установок, руб./мес.

В установках напряжением до 1 кВ конденсаторы включаются в сеть и отключаются от сети с помощью автоматических выключателей (автоматов) или рубильников.

В установках напряжением выше 1 кВ для включения и отключения конденсаторов служат высоковольтные выключатели или выключатели нагрузки.

В системах промышленного электроснабжения применяются, как правило,

комплектные конденсаторные установки.

ЧАСТЬ 3. ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ДВИГАТЕЛЬНОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ

1. Сводка общих мероприятий по энергосбережению в установках, использующих электродвигатели

1. Мощность двигателя должна соответствовать нагрузке.
2. При часто повторяющемся режиме работы на холостом ходу двигатель должен легко выключаться.
3. Необходимо эффективно защищать крыльчатку системы обдува двигателя для устранения его возможного перегрева и увеличения доли потерь.
4. Проверять качество эксплуатации трансмиссии – на эффективность работы системы влияет смазка подшипников и узлов трения; применять правильно тип трансмиссии.
5. Рассмотреть возможность применения электронных регуляторов скорости вращения в двигателях, часть времени работающих не на полной нагрузке.
6. Экономически оценить возможность применения энергоэффективных (ЭЭ) двигателей.
7. Качественно проводить ремонт двигателей, отказаться от применения неисправных или плохо отремонтированных двигателей.

2. Перечень мероприятий, позволяющих повысить cos ϕ

1. Увеличение загрузки асинхронных двигателей. При снижении до 40 % мощности, потребляемой асинхронным двигателем, переключать обмотки с «треугольника» на «звезду». Мощность двигателя при этом снижается в 3 раза.
2. Применение ограничителей времени работы асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в режиме холостого хода (хх).
3. Замена асинхронных двигателей синхронными.
4. Нагрузка трансформаторов должна составлять более 30 % номинальной мощности.
5. Использовать устройства для компенсации реактивной мощности, такие как:
 - синхронные двигатели в режиме перевозбуждения;
 - комплектные конденсаторные батареи;
 - статические компенсаторы (управляемые тиристорами реакторы или конденсаторы).

Такие компенсаторы должны быть приближены к источникам реактивной мощности. Потребителями реактивной мощности являются: асинхронные двигатели (45–60 %); электропечные установки (8 %); вентильные преобразователи (10 %); трансформаторы всех ступеней трансформации (20–25 %).

3. Расчет целесообразности и экономической эффективности замены малозагруженных двигателей

При нагрузке электродвигателя в пределах 45–70 % номинальной мощности целесообразность его замены двигателем меньшей мощности должна быть обоснована. С этой целью определяют суммарные потери активной мощности в системе

электрооборудования и в электродвигателе до замены $\Delta P_{\Sigma 1}$ и после замены $\Delta P_{\Sigma 2}$ двигателя. Если окажется, что $\Delta P_{\Sigma 2} < \Delta P_{\Sigma 1}$, то такая замена целесообразна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \left[Q_{xx} (1 - k) + k_3^2 Q_{ном} \right] k_{ип} + \Delta P_{xx} + k_3^2 \Delta P_{ан},$$

где $Q_{xx} = \sqrt{3} U_{ном} I_{xx}$ – реактивная мощность, потребляемая электродвигателем из сети при холостом ходе, кВАр; I_{xx} – ток холостого хода двигателя, А; $U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $k_3 = P / P_{ном}$ – коэффициент загрузки двигателя; P – средняя нагрузка двигателя, кВт; $P_{ном}$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт; $Q_{ном} = (P_{ном} / \eta_d) \operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – реактивная мощность двигателя при номинальной нагрузке, кВАр; η_d – КПД двигателя при полной нагрузке; $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности двигателя (определяется по паспортной величине $\cos \varphi$); $k_{ип}$ – коэффициент изменения потерь, кВт/кВАр.

Потери активной мощности при холостом ходе двигателя определяются, кВт:

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_{ном} \left((1 - \eta_d) / \eta_d \right) \cdot (\gamma / (1 + \gamma)).$$

Прирост активной мощности в двигателе при 100%-ной нагрузке определяются, кВт:

$$\Delta P_{ан} = \Delta P_{ном} \left((1 - \eta_d) / \eta_d \right) \cdot (1 / (1 + \gamma)),$$

где $\gamma = \Delta P_{xx} / \Delta P_{ан}$ – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и определяемый из выражения:

$$\gamma = \Delta P_{xx100\%} / (1 - \eta_d \%) - \Delta P_{xx100\%},$$

где $\Delta P_{xx100\%}$ – потери холостого хода активной мощности, потребляемой двигателем при нагрузке 100% (в процентах).

Потери электроэнергии за весь период работы составят:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P T_0,$$

где T_0 – время работы, часов в год.

Проблемы, связанные с заменой малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности, возникают в условиях эксплуатации на промышленных предприятиях при выборе рационального режима работы агрегатов и установок (например, насосов водоснабжения и канализации) и создании систем регулирования с целью экономии электроэнергии при резко изменяющемся графике нагрузки. В таких случаях появляется необходимость замены: например, вместо двух двигателей одинаковой большой мощности установить один двигатель большой, а второй – малой номинальной мощности и варьировать этими мощностями в зависимости от графика нагрузки. Целесообразность такой замены следует подтвердить технико-экономическими расчетами. Еще одним

вариантом решения данной проблемы является использование частотно-регулируемого электропривода.

Стоимость сэкономленной электроэнергии равна за год:

$$\mathcal{E} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{\mathcal{E}},$$

где $C_{\mathcal{E}}$ – цена 1 кВт · ч электроэнергии, руб.

Срок окупаемости можно определить, лет:

$$t_{\text{ок}} = K / \mathcal{E},$$

где K – капитальные затраты на приобретение оборудования, выполнение строительно-монтажных работ и наладок оборудования.

4. Внедрение частотно-регулируемого электропривода

Частотно-регулируемый электропривод (ЧРП) – это электродвигатель, оснащенный регулируемым преобразователем частоты. Предназначен ЧРП для оптимизации режимов работы двигателей с переменной нагрузкой. В частности, эффективен и быстро окупается в насосных и вентиляционных системах, большую часть времени работающих на пониженных подачах, в которых регулирование осуществляется с помощью регулирующих задвижек. При использовании ЧРП устраняются потери энергии в регулирующем устройстве, насос работает в зоне с более высоким КПД. Таким образом, можно добиться значительного снижения затрат предприятия, связанных с потреблением электроэнергии, увеличения межремонтного цикла и уменьшения больших пусковых моментов электродвигателей.

Установка устройств ЧРП на электродвигатели имеет смысл в тех случаях, когда на него подается переменная нагрузка. Например, насосы в водопроводно-канализационном хозяйстве в разное время суток работают с разной производительностью: в ночное время производительность уменьшается, а в дневное – увеличивается. Кроме того, насосы и связанные с ними части установок, такие как трубопроводы, клапаны и резервуары, всегда рассчитывают по максимальному количеству передаваемой жидкости, учитывая растущую потребность в будущем, повышенную производительность при особых ситуациях (например, при осушении и заполнении резервуаров), аварийные ситуации. Регулирование объема воды на таких насосах в настоящее время осуществляется дроссельными заслонками. Данный способ регулирования является самым неэкономичным, так как КПД электродвигателя насоса в данном режиме намного меньше номинального значения. Предлагается установить преобразователь частоты и запитать электродвигатель от преобразователя.

Рассчитать экономию энергии для одного насоса при установке устройства ЧРП можно по выражению, кВт · ч в год:

$$\Delta W = \frac{(H_{\text{ном}} - H_{\text{факт}}) \cdot Q_{\text{ср}}}{367 \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{перед}}} \cdot T_0,$$

где $Q_{\text{ср}}$ – средняя производительность насоса, м³/с; $\eta_{\text{ном}}$ – коэффициент полезного действия насоса (двигателя); $\eta_{\text{перед}}$ – коэффициент полезного действия передачи между двигателем и механизмом ($\eta_{\text{перед}} = 0,95 \%$); $H_{\text{ном}}$ – номинальный напор насоса, м; $H_{\text{факт}}$ – фактический напор насоса, м.

Годовая экономия денежных средств при этом рассчитывается , руб в год:

$$\mathcal{E} = \Delta W \cdot C_{\text{э}}.$$

Срок окупаемости будет определяться, лет:

$$t_{\text{ок}} \cong K / \mathcal{E} ,$$

где K – капитальные затраты на приобретение устройства ЧРП.

Перечень контрольных вопросов

1. Чем определяется актуальность энергосбережения в России?
2. Существуют ли нормативные документы, регламентирующие основные направления энергосбережения в России?
3. Какова эффективность работы промышленности и объектов коммунального назначения в нашей стране?
4. Какими средствами достигается экономия энергоресурсов?
5. Перечислите организационные и технические мероприятия по энергосбережению.
6. Что такое энергоаудит, какие задачи он решает?
7. Каковы этапы энергетического обследования предприятий и организаций?
8. Чем определяется правовая база для выполнения энергетических обследований предприятий?
9. Назовите существующие подходы проведения энергоаудита.
10. Какая информация является первичной для проведения энергоаудита?
11. Какое техническое обеспечение необходимо для инструментального обследования объектов?
12. Как производится анализ использования электроэнергии на исследуемых объектах?
13. Как классифицируются энергосберегающие мероприятия?
14. Как рассчитывается срок окупаемости и коэффициент эффективности капиталовложений?
15. Как рассчитывается прирост прибыли за счет внедрения энергосберегающих мероприятий?
16. Назначение целевого энергетического мониторинга.
17. На решение каких задач направлены разработка и анализ энергетических балансов?
18. Назовите основные направления по энергосбережению на малых и средних предприятиях.
19. Каковы основные энергосберегающие мероприятия в бюджетной сфере и сфере ЖКХ?
20. Каковы основные энергосберегающие мероприятия в муниципальных образованиях?
21. Перечислите основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций.
22. В какой последовательности производятся выбор оптимальных параметров системы электроснабжения?
23. Из каких составляющих складываются потери электроэнергии в различных элементах сети?
24. Какие методы оценки экономической эффективности называются простыми (статистическими), а какие методами дисконтирования (интегральными)?
25. Какие параметры сети влияют на выбор режима работы нейтрали проектируемой системы электроснабжения?
26. Назовите мероприятия по снижению потерь электроэнергии в заводских сетях.
27. Какие мероприятия по снижению потерь электроэнергии относятся к

организационным?

28. От чего зависят потери электроэнергии в трансформаторных подстанциях?
29. Как рассчитывается экономически целесообразный режим работы трансформаторов?
30. Каковы требования энергоснабжающей организации по потреблению и генерации реактивной мощности?
31. Какие задачи решает компенсация реактивной мощности?
32. Перечислите существующие виды компенсации реактивной мощности.
33. Какие существуют способы компенсации реактивной мощности, их достоинства и недостатки?
34. Перечислите мероприятия по энергосбережению в установках, использующих электродвигатели.
35. Как рассчитывается экономическая эффективность замены малозагруженных двигателей?
36. За счет чего достигается экономия электроэнергии при использовании частотно–регулируемого электропривода?
37. Какими способами возможно достичь экономии электроэнергии в осветительных установках?
38. Какие источники света являются более эффективными? Чем определяется актуальность использования собственных автономных источников энергии на промышленных предприятиях?
39. Что такое когенерация?
40. Какие виды топлива могут использоваться в качестве источника энергии на современных мини–ТЭЦ?
41. Каков потенциал для развития ветроэнергетики в России?
42. Каковы способы получения электричества и тепла от солнечного излучения.
43. Перечислите достоинства и недостатки солнечной энергетики.
44. Какие существуют типы солнечных электростанций?
45. Какими документами регламентируются договорные отношения предприятия и энергоснабжающей организации?
46. Каковы технические условия на присоединение к энергоснабжающей организации?
47. Какую структуру имеет современный розничный рынок электроэнергии в России?
48. Назначение коммерческого и технического учета электроэнергии.
49. Порядок расчета удельных расходов электроэнергии.
50. Кем формируются и регулируются тарифы и цены на электроэнергию в Российской Федерации?
51. На какие тарифные группы разделяются потребители электроэнергии?
52. Опишите методику определения целесообразности использования одноставочного или двухставочного тарифов.
53. Что такое величина заявленного максимума потребляемой мощности?
54. Назначение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).
55. Какова структура АСКУЭ?
56. Основные элементы АСКУЭ.