

ЛЕНИНГРАДСКИЙ
ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ

ЭНЕРГОСБЫТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
«ЛЕНЭНЕРГО»
ЛЕНСОВНАРХОЗА

**СБОРНИК
ИНФОРМАЦИОННЫХ
МАТЕРИАЛОВ
ПО КОЭФФИЦИЕНТУ
МОЩНОСТИ ($\cos \varphi$)**

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

СБОРНИК
ИНФОРМАЦИОННЫХ
МАТЕРИАЛОВ.
ПО КОЭФФИЦИЕНТУ
МОЩНОСТИ ($\cos \varphi$)

Под редакцией
Б. А. КОНСТАНТИНОВА

Сборник информационных материалов по коэффициенту мощности ($\cos \varphi$) посвящен вопросам компенсации реактивной мощности в энергетических системах и улучшения коэффициента мощности в электроустановках предприятий.

Сборник может служить пособием для работников энергетических систем, для энергетиков промышленных предприятий, проектных и плановых организаций, а также научных работников и студентов инженерно-экономических и энергетических институтов и факультетов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Решениями XXI съезда КПСС предусмотрена широкая программа ввода в действие новых энергетических мощностей и дальнейшей электрификации нашей страны. Эта программа должна быть выполнена советскими энергетиками с наименьшими затратами сил и средств в возможно кратчайший срок, чему в значительной степени способствуют проводимые мероприятия по рациональному и экономичному использованию энергии в различных отраслях нашего народного хозяйства. К числу последних относятся мероприятия по улучшению коэффициента мощности (косинуса фи) как в целом по энергетическим системам, так и по отдельным предприятиям. Коэффициент мощности, как известно, является одним из важнейших показателей использования электроэнергии.

С 1 января 1958 г. введены в действие новая шкала скидок с тарифа на электроэнергию и надбавок к тарифу на электроэнергию за коэффициент мощности электроустановок промышленных предприятий и правила применения этой шкалы.

В действующем Положении предусмотрены основные направления по улучшению коэффициента мощности.

С 1 мая 1958 г. утверждено и введено в действие Положение о премировании работников предприятий за экономию топлива, электрической и тепловой энергии. В число показателей премирования включен пункт, касающийся поддержания и повышения коэффициента мощности.

В целях помощи энергетикам предприятий в их повседневной работе по улучшению коэффициента мощности Ленинградский инженерно-экономический институт и Энергосбыт Ленэнерго считают целесообразным выпустить сборник информационных материалов по коэффициенту мощности, в котором были бы изложены основные технические методы компенсации реактивной мощности в энергетических системах и улучшения коэффициента мощности в электроустановках предприятий.

Данный сборник составлен Ленинградским инженерно-экономическим институтом совместно с Энергосбытом Ленэнерго, при участии работников Ленинградского политехнического института

имени М. И. Калинина и Ленинградского отделения института «Теплоэлектропроект», в порядке творческого сотрудничества.

В составлении сборника участвовали: со стороны Ленинградского инженерно-экономического института — кандидат технических наук, доцент Б. Л. Айзенберг, кандидат технических наук Л. Д. Клебанов, кандидат технических наук, доцент Б. А. Константинов, кандидат технических наук, доцент С. Н. Никогосов; со стороны Энергосбыта Ленэнерго — инженер М. И. Бардин, инженер В. А. Королев, инженер А. А. Принцев, инженер К. И. Соколова и инженер Г. Н. Шулятьева; со стороны Ленинградского политехнического института — доктор технических наук, профессор Б. И. Розенберг; со стороны Ленинградского отделения института «Теплоэлектропроект» — инженеры Н. Г. Быков и А. Н. Зейлигер.

Разделы сборника распределяются между авторами следующим образом: глава первая выполнена Б. Л. Айзенбергом, М. И. Бардиным и Б. А. Константиновым; глава вторая — Н. Г. Быковым, А. Н. Зейлигером и С. Н. Никогосовым; глава третья — Б. А. Константиновым и А. А. Принцевым; глава четвертая — Б. Л. Айзенбергом, В. А. Королевым и Б. А. Константиновым; глава пятая — Б. Л. Айзенбергом, Л. Д. Клебановым и Б. И. Розенбергом (метод выбора мощности и размещения статических конденсаторов предложен Б. И. Розенбергом); глава шестая — Б. Л. Айзенбергом, Б. А. Константиновым, А. А. Принцевым, К. И. Соколовой и Г. Н. Шулятьевой; глава седьмая — Б. А. Константиновым, А. А. Принцевым и К. И. Соколовой (при составлении данной главы использованы материалы, разработанные инженером Энергосбыта Мосэнерго К. Ф. Соловьевым и студенткой ЛИЭИ П. Е. Гохман); глава восьмая — В. А. Королевым и Б. А. Константиновым.

Редактирование сборника выполнено Б. А. Константиновым.

Редакция надеется, что опубликование материалов данного сборника будет способствовать обмену опытом между научными институтами, энергоснабжающими организациями и промышленными предприятиями в области успешного разрешения задачи по улучшению коэффициента мощности.

Все замечания и пожелания по данному сборнику просьба направлять по одному из адресов:

Ленинград, ул. Марата, 27, Ленинградский инженерно-экономический институт, НИС ЛИЭИ;

Ленинград, Марсово поле, д. 1, Энергосбыт Ленэнерго.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Установки, потребляющие электрическую энергию, называемые иначе приемниками электроэнергии, в соответствии с характером необходимой для их работы мощности (активной и реактивной) можно разделить на следующие группы:

1. Установки, потребляющие только активную мощность, или, вернее, преимущественно активную мощность. К таким приемникам относятся электрические лампы накаливания, электрические печи сопротивления, целый ряд электронагревательных приборов.

2. Установки, потребляющие как активную, так и реактивную мощность: асинхронные электродвигатели, трансформаторы, реакторы, электромагнитные аппараты защиты и управления, линии передачи и другие элементы, требующие мощности для создания электромагнитных полей.

3. Установки, вырабатывающие и отдающие реактивную мощность в сеть: статические конденсаторы, синхронные компенсаторы.

4. Установки, совмещающие потребление активной мощности с выработкой реактивной мощности: синхронные электродвигатели, работающие в режиме перевозбуждения, синхронизированные асинхронные электродвигатели, асинхронные электродвигатели с фазокомпенсаторами.

Исходя из величин потребляемых активной и реактивной мощностей, можно определить коэффициент мощности для потребителей электроэнергии в целом, а также и для отдельных одиночных токоприемников.

Различают значения мгновенного, среднего и средневзвешенного коэффициента мощности.

Мгновенный коэффициент мощности ($\cos \varphi'$) определяется в данный момент времени по фазометру. Он может быть также определен по амперметру, вольтметру и ваттметру, при одновременном отсчете их показаний, из выражения:

$$\cos \varphi' = \frac{P_{1000}}{\sqrt{3} UI}, \quad (1)$$

где P — активная мощность в трехфазной сети, *квт*;

U — напряжение, *в*;

I — ток, *а*.

Средний коэффициент мощности ($\cos \varphi''$) представляет собой среднее значение из ряда мгновенных значений коэффициента мощности:

$$\cos \varphi'' = \frac{\cos \varphi'_1 + \cos \varphi'_2 + \dots + \cos \varphi'_n}{n}. \quad (2)$$

Средневзвешенный коэффициент мощности ($\cos \varphi'''$) определяется за любой промежуток времени (час, смена, сутки, месяц, квартал, год) по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии за соответствующий промежуток времени:

$$\cos \varphi''' = \cos \arctg \frac{W_p}{W_a}, \quad (3)$$

где W_p — расход реактивной энергии, *квар-ч*;

W_a — расход активной энергии, *квт-ч*.

При делении разности показаний реактивного счетчика на разность показаний активного счетчика за один и тот же период времени получается значение $\tg \varphi$ и по соответствующим таблицам определяется $\cos \varphi$.

У потребителей электроэнергии различают значения общего средневзвешенного коэффициента мощности, который определяется с учетом работы компенсирующих устройств, и естественного средневзвешенного коэффициента мощности, который определяется без учета работы компенсирующих устройств:

$$\cos \varphi'''_{\text{общ}} = \cos \arctg \frac{W_p}{W_a}; \quad (4)$$

$$\cos \varphi'''_{\text{ест}} = \cos \arctg \frac{W_p + W_{p.k}}{W_a}, \quad (5)$$

где $W_{p.k}$ — суммарная реактивная энергия, вырабатываемая и отдаваемая в сеть потребителя компенсирующими устройствами, установленными у данного потребителя.

Как показывает практика эксплуатации электрохозяйства промышленных предприятий, реактивная мощность, необходимая предприятию, расходуется следующими основными токоприемниками:

а) асинхронными электродвигателями, на долю которых приходится около 70% всей реактивной энергии, потребляемой промышленными предприятиями;

б) трансформаторами, на долю которых приходится до 20—25% реактивной энергии;

в) реакторами, индукционными приборами, воздушными электрическими сетями и другими, на долю которых приходится 5—10% реактивной энергии.

Активная мощность, потребляемая асинхронными электродвигателями, а также и передаваемая через силовые трансформаторы, определяется в основном потребностью в мощности производственных машин предприятия и находится в зависимости от их загрузки.

Реактивная мощность, потребляемая асинхронными электродвигателями и трансформаторами, может быть разбита на две составляющие: мощность, обусловленную главным магнитным полем, зависящим от конструкции электродвигателя, трансформатора и т. п., практически не изменяющуюся от нагрузки, и мощность, обусловленную магнитным полем рассеяния, имеющую определенную зависимость от нагрузки. При этом реактивная мощность асинхронного электродвигателя при номинальной нагрузке и номинальном напряжении составляет:

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n \text{ [квар]}, \quad (6)$$

где P_n , η_n , $\operatorname{tg} \varphi_n$ — номинальные значения мощности (квт), к. п. д. и $\operatorname{tg} \varphi$.

Реактивная мощность холостого хода асинхронного электродвигателя Q_0 составляет 60—70% от реактивной мощности электродвигателя при номинальной нагрузке.

Прирост реактивной мощности при возрастании от холостого хода до номинальной нагрузки электродвигателя в зависимости от его нагрузки определяется из выражения:

$$\Delta Q = (Q_n - Q_0) \beta^2 \text{ [квар]}, \quad (7)$$

где β — коэффициент загрузки электродвигателя, равный

$$\beta = \frac{P}{P_n}.$$

При любой нагрузке асинхронного электродвигателя прирост реактивной мощности пропорционален квадрату скольжения, а следовательно, и квадрату коэффициента загрузки электродвигателя. Таким образом, реактивная мощность асинхронного электродвигателя при различных нагрузках составляет:

$$Q = Q_0 + \Delta Q = Q_0 + (Q_n - Q_0) \beta^2 \text{ [квар]}. \quad (8)$$

Это выражение может быть также применено и к силовым трансформаторам.

При сравнительно малых величинах магнитного сопротивления трансформаторов, вследствие отсутствия в них воздушного зазора, величина реактивной мощности холостого хода составляет 8—10% от номинальной мощности трансформатора, что соответствует примерно 80% от полной реактивной мощности трансформатора при номинальной нагрузке и номинальном напряжении.

Величина реактивной мощности трансформатора, зависящая от нагрузки трансформатора и обусловленная магнитным полем рассеяния, составляет около 20% от полной реактивной мощности.

Из изложенного следует, что на промышленных предприятиях большое значение имеет правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу и правильный выбор трансформаторов в отношении их количества и мощности.

В электрических системах и сетях обычно преобладают приемники, потребляющие как активную, так и реактивную мощность, причем потребляемая мощность их составляет обычно более 70% всей потребляемой мощности. Поэтому коэффициент мощности в электрических сетях всегда ниже единицы, а вектор тока нагрузки отстает от вектора напряжения сети.

При передаче необходимой для работы приемников активной и реактивной мощности от источников выработки электроэнергии — электрических станций — до приемников по линиям передачи, воздушным и кабельным сетям, через повышающие и понижающие трансформаторы и реакторы имеют место потери активной и реактивной мощности. Эти потери распадаются на постоянные и переменные. К постоянным потерям относятся механические потери в электродвигателях, потери активной мощности на гистерезис и вихревые токи в стали трансформаторов и электродвигателей и потери реактивной мощности холостого хода в них; к переменным потерям относятся потери на выделяемое в проводах сети и обмотках машин тепло, причем потери активной мощности в этом случае пропорциональны $I^2 r$, а потери реактивной мощности пропорциональны $I^2 x$, где I — полный ток нагрузки, r — активное сопротивление, x — реактивное сопротивление проводов сети и обмоток электрических машин.

В то время как потери активной мощности в электрических сетях и системах относительно невелики и составляют обычно величину порядка 5—15% от передаваемой активной мощности, потери реактивной мощности могут превышать 50% всей вырабатываемой в системе реактивной мощности.

Для обеспечения необходимой для нормальной работы приемников — электрических машин и аппаратов — реактивной мощности и для покрытия потерь реактивной мощности в элементах системы и сетях должна быть предусмотрена соответствующая реактивная мощность генераторов на электростанциях системы, с учетом необходимого резерва.

Подобно тому как при недостатке располагаемой активной мощности в электрической системе снижается частота тока при недостатке располагаемой реактивной мощности в системе снижается уровень напряжения в установках потребителей.

Это снижение уровня напряжения, являющегося одним из основных показателей качества отпускаемой потребителям электрической энергии, крайне неблагоприятно отражается на работе приемников. Так, при снижении напряжения на зажимах ламп накаливания на 1% световой поток их в среднем снижается на 3,5%. В электрических двигателях снижение уровня напряжения приводит к резкому уменьшению момента вращения и к уве-

личению поступающего из сети тока, что увеличивает количество выделяющегося в обмотках двигателей тепла и может вызвать недопустимый перегрев этих обмоток. Таким образом, располагаемая реактивная мощность генераторов должна превышать реактивную нагрузку и потери реактивной мощности в энергетической системе при всех без исключения режимах ее работы.

Так как в большинстве случаев располагаемая реактивная мощность генераторов электрических станций системы недостаточна для покрытия реактивной нагрузки и потерь реактивной мощности, особенно при некоторых неблагоприятных режимах работы энергетической системы (например, в ряде систем при проведении планово-предупредительных ремонтов котлов, турбин и генераторов в период минимума активной нагрузки, при аварийных режимах работы системы и т. д.), то выявляется необходимость проведения ряда мероприятий по снижению потребляемой приемниками реактивной мощности и по выработке реактивной мощности специальными компенсирующими устройствами.

Задача снижения потребности приемников электроэнергии в реактивной мощности, целесообразный выбор мощности и типа компенсирующих устройств и рациональное размещение их в различных узлах энергетической системы, в том числе и у потребителей электроэнергии, представляет с точки зрения интересов народного хозяйства весьма серьезную проблему, получившую общее наименование улучшения коэффициента мощности.

Важнейшей целью проведения мероприятий по улучшению коэффициента мощности в энергетических системах является поддержание нормального уровня напряжения в узлах системы и в установках потребителей электроэнергии.

При повышении коэффициента мощности в электрических установках потребителей или в отдельных узлах энергетической системы при той же передаваемой активной мощности уменьшается величина тока нагрузки и достигается снижение потерь активной мощности и активной электрической энергии во всех элементах сети и системы, по которым протекает ток, питающий данного потребителя или узел системы.

Повышение коэффициента мощности в установках потребителей, помимо снижения потерь активной мощности, дает ряд преимуществ: при снижении, при той же передаваемой активной мощности, тока нагрузки повышается пропускная способность кабельных и воздушных линий и трансформаторов, уменьшается потеря напряжения ΔU в линиях и трансформаторах. Последнее вытекает из того, что

$$\Delta U = \sqrt{3} I (r \cos \varphi + x \sin \varphi),$$

а, следовательно, при $x > r$ повышение $\cos \varphi$ вызывает снижение ΔU . Наконец, при увеличении коэффициента мощности повышается устойчивость параллельной работы линий электропередач.

Как видно из изложенного, вопросы снижения потерь активной электрической энергии, повышения пропускной способности сети и остальные преимущества, связанные с повышением $\cos \varphi$, имеют большое значение для нашего народного хозяйства. Еще более важной задачей, основной целью всей работы по компенсации реактивной мощности в энергетических системах является поддержание нормального уровня напряжения в узлах системы и в электрических установках потребителей.

Для стимулирования на отдельных предприятиях работы по компенсации реактивной мощности и по снижению, следовательно, величины реактивной нагрузки системы как в нашей стране, так и в зарубежных странах, действуют специальные поощрительно-штрафные тарифы, которые обычно при низком значении коэффициента мощности у отдельных потребителей приводят к повышению платы за активную электрическую энергию и, наоборот, при высоком значении коэффициента мощности обеспечивают для потребителей скидку с этой платы.

Однако подход к решению вопросов компенсации реактивной мощности и к методике соответствующих технико-экономических обоснований в капиталистических странах в корне отличается от подхода в условиях нашего социалистического хозяйства.

При решении вопроса о целесообразности или нецелесообразности применения установки для компенсации реактивной мощности частный владелец предприятия в капиталистической стране исходит только из сопоставления затрат на эту установку, с одной стороны, и снижения платы за электрическую энергию, с другой стороны. Если снижение платы (в основном за счет снижения штрафных начислений) окупит затраты в течение непродолжительного времени и затем в последующие годы будет приносить владельцу предприятия прибыль, вопрос решается в пользу осуществления компенсирующего устройства, в противном же случае от него отказываются.

Частные владельцы (обычно акционерные компании) электроснабжающей организации тоже заинтересованы только в извлечении максимальной возможной прибыли. Поскольку штрафные начисления обычно значительно превышают действительно причиняемый электроснабжающей организации ущерб из-за низкого значения коэффициента мощности, владельцы этой организации вовсе не заинтересованы в осуществлении потребителями мероприятий по компенсации реактивной мощности в своих установках. Поэтому агитация за осуществление устройств для компенсации реактивной мощности в иностранной технической литературе обычно ведется не работниками электроснабжающих организаций, а представителями предприятий, изготавливающих компенсирующие устройства и заинтересованных в их сбыте.

В условиях нашего социалистического хозяйства технико-экономические расчеты для сравнения различных вариантов компенсации реактивной мощности должны выполняться не с точки

зрения интересов отдельного потребителя или энергоснабжающей организации, а только с точки зрения интересов народного хозяйства в целом. Поэтому какие бы то ни было технико-экономические расчеты, основанные на штрафном тарифе, допущены быть не могут.

Для выполнения технико-экономических расчетов по сравнению различных вариантов устройств для компенсации реактивной мощности и по выбору места их установки в энергетической системе в проектной практике принята следующая методика.

Основным критерием для определения экономичности варианта по сравнению с другими является меньшая величина первоначальных затрат и меньшая величина годовых расходов.

В величину первоначальных затрат входят затраты на приобретение, доставку и монтаж компенсирующего устройства по каждому из сравниваемых вариантов, затраты на те элементы электрической сети и системы (трансформаторы, кабельные или воздушные линии), стоимость которых различна при сравниваемых вариантах, а также стоимость генераторной мощности в системе, необходимой для покрытия потерь активной мощности в момент максимума нагрузки системы как в самих компенсирующих устройствах, так и в тех элементах системы и сети, где эти потери различны при сравниваемых вариантах.

Стоимость 1 *квт* генераторной мощности берется по данным энергоснабжающей организации, а при отсутствии этих данных принимается средняя стоимость от 1000 до 2500 *руб/квт* в зависимости от общей мощности системы; в мощных системах принимается меньшее значение, а в небольших системах — более высокое.

В величину годовых расходов входят отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по всем первоначальным затратам. Величина этих отчислений может быть принята по данным табл. 1.

Таблица 1

№ п/п	Элементы системы и сети	Годовые отчисления, %		
		аморти- зация	ремонт и обслу- живание	Всего
1	Вращающиеся компенсаторы	6	2 ÷ 5	8 ÷ 11
2	Статические конденсаторы:			
	напряжением до 1 <i>кв</i>	6	3 ÷ 6	9 ÷ 12
	напряжением более 1 <i>кв</i>	7	4 ÷ 8	11 ÷ 15
3	Распределительные устройства станций и подстанций (генераторы, трансфор- маторы, выключатели и др.)	6	2 ÷ 6	8 ÷ 12
4	Подземные кабельные линии	3	2 ÷ 4	5 ÷ 7
5	Линии воздушные:			
	на деревянных опорах	7	4 ÷ 6	11 ÷ 13
	на металлических опорах	3	2 ÷ 5	5 ÷ 8

Кроме того, в величину годовых расходов входит стоимость потерь электрической энергии, определяемая по ее топливной составляющей. Эту стоимость рекомендуется брать по данным энергоснабжающей организации, а при отсутствии этих данных может быть взята средняя величина топливной составляющей стоимости потерь активной электрической энергии в размере 0,06 — 0,08 руб/квт-ч.

Если первоначальные затраты по одному из вариантов A больше первоначальных затрат по другому варианту B и годовые расходы по первому из них a больше годовых расходов по второму варианту b , то предпочтение следует отдать второму варианту.

Если же $A > B$, но $a < b$, то для установления экономических преимуществ какого-либо из сравниваемых вариантов следует определить срок окупаемости избытка первоначальных затрат за счет меньших годовых расходов:

$$n = \frac{A - B}{b - a}. \quad (9)$$

При сроке окупаемости порядка $n = 8 \div 10$ лет варианты можно считать экономически равноценными; в таком случае следует выбирать тот или иной из них, руководствуясь соображениями о меньшем расходе цветного металла, о большей легкости получения необходимого оборудования и т. п.

При $n < 8$ лет предпочтение отдается варианту с меньшими годовыми расходами (в рассматриваемом случае первому варианту). При $n > 10$ лет принимается вариант с меньшими первоначальными затратами (в рассматриваемом случае второй вариант).

Для облегчения технико-экономических расчетов по выбору варианта компенсирующего устройства для повышения коэффициента мощности в установках потребителей электроэнергии Министерством электростанций СССР было предложено пользоваться упрощенным методом расчета, сущность которого состоит в следующем [Л. 2].

Как и при изложенном выше методе экономического сравнения, определение экономически целесообразного варианта производится путем сопоставления разницы в первоначальных затратах и разницы в прямых ежегодных расходах, связанных с эксплуатацией компенсирующих устройств.

Если дополнительные затраты для более дорогого варианта окупаются экономией на прямых ежегодных расходах в срок до 8 лет, то такой вариант следует считать более экономичным.

Если же указанные дополнительные первоначальные затраты окупаются в срок более 8 лет, то более экономичным следует считать вариант с меньшими первоначальными затратами.

В состав первоначальных затрат по различным вариантам входят затраты на приобретение, доставку и установку компенсирующего устройства, а также затраты на те элементы сети

(трансформаторы, кабельные и воздушные линии), стоимость которых получается различной для сравниваемых вариантов.

Таким образом, в этой части определение состава первоначальных затрат по упрощенному методу не отличается от определения их состава при расчете по методу, приведенному выше; однако при расчете по упрощенному методу определение состава первоначальных затрат этим и ограничивается, а, следовательно, стоимость генераторной мощности, необходимой для покрытия потерь активной мощности, при упрощенном методе расчета, в отличие от ранее приведенного полного метода расчета, в состав первоначальных затрат не вводится.

В состав прямых ежегодных расходов по различным вариантам, как правило, входит только стоимость потерь электроэнергии в компенсирующих устройствах и в тех элементах сети, в которых эти потери различны при сравниваемых вариантах. Только при варианте с установкой синхронного компенсатора в прямые ежегодные расходы включаются и расходы на обслуживание компенсатора.

Следовательно, при упрощенном методе расчета в состав ежегодных расходов не входят отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по первоначальным затратам, а входит только стоимость потерь активной электрической энергии.

Определение срока окупаемости дополнительных первоначальных затрат при упрощенном методе не отличается от определения его при методе, приведенном выше:

$$n = \frac{A - B}{b - a} \text{ лет,}$$

где A и B — удельные первоначальные затраты (руб/квар) при сравниваемых вариантах;

a и b — удельные ежегодные расходы (руб/квар год) при сравниваемых вариантах.

При вычислении a исходят в этом случае из усредненной для всех энергосистем стоимости электроэнергии, принимаемой равной 0,12 руб/квт-ч.

При упрощенном методе стоимость потерь электрической энергии принимается не по топливной составляющей, а берется полная стоимость ее.

Далее при этом методе предлагается считать равноценными сравниваемые варианты, если $n = 8$ лет. При $n > 8$ отдается предпочтение варианту с меньшими первоначальными затратами, а при $n < 8$ — варианту с меньшими годовыми расходами.

Кроме того, указывается, что при выборе между экономически равноценными вариантами следует отдавать предпочтение варианту, в большей степени обеспечивающему разгрузку силовых трансформаторов и сетей.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов обоими способами — полным и упрощенным — в ряде случаев могут не совпадать. Это можно показать на следующем примере.

Полная стоимость первого из двух сравниваемых вариантов установки компенсирующих устройств (статических конденсаторов 6 кв) составляет 100 руб. на 1 квар, второго (вращающегося компенсатора) — 40 руб/квар. Потери активной мощности в первом случае — 0,5%, во втором — 5%. Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание для первого устройства составляют 14%, для второго — 10%. Стоимость 1 квт генераторной мощности в системе принимается равной 1500 руб., топливная составляющая стоимости потерь электрической энергии — 0,08 руб/квт-ч, средняя отпускная стоимость электроэнергии — 0,12 руб/квт-ч. Годовое число часов работы компенсирующих устройств составляет 6000.

При полном методе экономического сравнения первоначальные затраты первого из сравниваемых вариантов составят $A = 100 + 0,005 \times 1500 = 107,5$ руб/квар, второго — $B = 40 + 0,05 \times 1500 = 115$ руб/квар.

Годовые расходы первого варианта составляют $a = 107,5 \times 0,14 + 0,08 \times 6000 \times 0,005 = 17,5$ руб/квар в год, второго варианта — $b = 115 \times 0,10 + 0,08 \times 6000 \times 0,05 = 35,5$ руб/квар в год. Поскольку и годовые расходы и первоначальные затраты первого варианта A меньше, чем годовые расходы и первоначальные затраты второго варианта B , целесообразность выбора первого варианта не вызывает сомнений.

При упрощенном методе расчета $A = 100$ руб/квар, $B = 40$ руб/квар, $a = 0,12 \times 6000 \times 0,005 = 3,6$ руб/квар в год, $b = 0,12 \times 6000 \times 0,05 = 36$ руб/квар в год. Поскольку первоначальные затраты первого варианта больше, чем второго, а годовые расходы меньше, — необходимо определить срок окупаемости избытка затрат за счет меньших годовых расходов, а именно

$$n = \frac{A - B}{b - a} = \frac{100 - 40}{36 - 3,6} = 1,85 < 8 \text{ лет.}$$

Следовательно, и по этому расчету предпочтение следует отдать первому варианту.

Если предположить, что потери второго компенсирующего устройства составляют не 5%, а только 2%, то при первом (полном) методе сравнения первоначальные затраты составят $B = 40 + 0,02 \times 1500 = 70$ руб/квар, а годовые расходы — $b = 70 \times 0,10 + 0,08 \times 6000 \times 0,02 = 16,6$ руб/квар в год. Таким образом и первоначальные затраты, и годовые расходы варианта B меньше, чем варианта A . Целесообразность выбора варианта B , первоначальные затраты которого значительно ниже первоначальных затрат варианта A , а годовые расходы почти одинаковы, не вызывает сомнений.

При упрощенном же расчете первоначальные затраты варианта *Б* составили бы 40 руб/квар, годовые расходы — $b = 0,12 \times 6000 \times 0,02 = 14,4$ руб/квар в год; следовательно, первоначальные затраты больше при варианте *А*, а годовые расходы — при варианте *Б*. Требуется определить срок окупаемости, который составит:

$$n = \frac{100 - 40}{14,4 - 3,6} = 5,5 < 8 \text{ лет.}$$

Таким образом, в случае применения упрощенного метода расчета пришлось бы выбрать не вариант *Б*, как это следует из расчета по полному методу, а вариант *А*.

Поскольку полный метод расчета, принятый в настоящее время в нашей проектной практике, представляется более обоснованным, чем упрощенный метод, следует рекомендовать к применению именно этот полный метод технико-экономического сравнения вариантов.

Как видно из изложенного, улучшение коэффициента мощности имеет важное значение как для энергоснабжающих организаций, так и для всех отраслей промышленности. Увеличение коэффициента мощности на 0,01 по Советскому Союзу ежегодно приводит к снижению потерь электроэнергии в сетях на 350—450 млн. кВт-ч.

В нашей стране за годы Советской власти проведена в плановом порядке большая работа по повышению коэффициента мощности. Коэффициент мощности промышленных потребителей, питающихся от районных энергосистем, возрос за 1932—1956 гг. с 0,76 до 0,906.

Это повышение коэффициента мощности достигнуто главным образом за счет лучшего использования производственного и энергетического оборудования, внедрения синхронных электродвигателей и установки статических конденсаторов, причем за последние годы конденсаторы устанавливаются возможно ближе к цеховым распределительным устройствам и приемникам (групповая и индивидуальная компенсация реактивной мощности).

Если в прежние годы основное внимание было обращено на повышение средневзвешенного коэффициента мощности, то в настоящее время уже нельзя довольствоваться повышением средневзвешенного коэффициента мощности предприятий. За значениями средневзвешенных величин в ряде случаев могут скрываться неучтенные потери электроэнергии, вызываемые включением компенсирующих устройств в часы слабой загрузки предприятий и при отсутствии надобности в них. Во избежание этого следует широко применять автоматизацию включения и отключения конденсаторов в зависимости от уровня напряжения в сети и потребности предприятий в реактивной мощности в разное время суток.

В соответствии с действующим положением величина нейтрального значения коэффициента мощности, т. е. того значения, при котором промышленные предприятия не платят надбавок и не получают скидок за коэффициент мощности, повышена с 1 января 1958 г. с 0,85 до 0,9 — 0,92 (приложение 1). При этом все совнархозы, министерства и ведомства при утверждении проектов строительства новых или расширения действующих промышленных предприятий с присоединенной мощностью трансформаторов (электродвигателей) 100 *кв*а и выше обязаны предусматривать мероприятия по повышению коэффициента мощности электроустановок до 0,92—0,95.

В целях улучшения коэффициента мощности на своих предприятиях потребители электрической энергии на основании анализа режимов работы оборудования разрабатывают и осуществляют наиболее целесообразные в технико-экономическом отношении мероприятия по улучшению коэффициента мощности.

Все мероприятия по улучшению коэффициента мощности в установках потребителей можно разделить на три группы.

1. Мероприятия по повышению коэффициента мощности непосредственно в токоприемниках, без применения специальных компенсирующих устройств. Эти мероприятия обычно требуют относительно небольших финансовых затрат, причем дополнительные потери активной мощности в токоприемниках отсутствуют или составляют весьма незначительную величину. В большинстве случаев осуществление данных мероприятий бесспорно и не требует обоснования технико-экономическими расчетами.

2. Мероприятия по улучшению коэффициента мощности при помощи специальных компенсирующих устройств. Целесообразность осуществления этих мероприятий должна быть доказана технико-экономическими расчетами, причем на основе сравнения различных вариантов установки компенсирующих устройств выбирается наиболее целесообразный в технико-экономическом отношении вариант.

3. Мероприятия по улучшению коэффициента мощности, допускаемые в виде исключения. Эти мероприятия менее экономичны по сравнению с мероприятиями, указанными в предыдущем пункте, и, как правило, применяться не должны. Допустимость применения их в виде исключения следует обосновывать в каждом конкретном случае технико-экономическими расчетами.

В случае установки специальных компенсирующих устройств у потребителей электроэнергии необходимая мощность компенсирующего устройства в *квар* определяется из выражения:

$$Q_c = \frac{W_a (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) a}{t_n}, \quad (10)$$