**Лекция 6-7**

## Совершенствование работы общепромышленных систем и оборудования

## 1. Выявление нерациональных энергозатрат в трансформаторных подстанциях

### 1.1. 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 не номинальном режиме приводит к увеличению доли потерь связанных с недозагрузкой 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 .

Коэффициент загрузки трансформаторов зависит от категории по бесперебойности питания нагрузки и рекомендуется в следующих пределах:

–  для потребителей I категории;

–  для потребителей II категории;

–  для потребителей III категории.

Работа малозагруженных трансформаторов (с  < 0,3) является экономически не выгодной из–за собственных потерь в каждом из трансформаторов. Необходимо выключать недозагруженные трансформаторы, увеличивая их степень загрузки. Или, как вариант, попытаться сделать линию разграничения с энергосбытом по обслуживанию на низкой стороне, с уходом от управления загрузкой и установкой своих приборов учета.

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:

.

Приведенные потери мощности холостого хода трансформатора, кВт:

.

Приведенные потери мощности короткого замыкания, кВт:

,

здесь – потери мощности холостого хода, в расчетах следует принимать по каталогу равными потерям в стали;  – потери мощности короткого замыкания; в расчетах следует принимать равными по каталогу потерям мощности в металле обмоток трансформатора; – 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;  – полное число часов присоединения трансформатора к сети;  – число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период (при односменной работе  = 2400 ч, при двух –  = 5400 ч, при трех –  = 8400 ч);

Постоянная составляющая потерь реактивной мощности холостого хода трансформатора, кВАр:



где  – номинальная мощность трансформатора, кВА; – напряжение короткого замыкания , %;  – ток холостого хода, %.

Реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, кВАр:



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



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



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



где  – значение потерь полной мощности заменяемого трансформатора;  – значение потерь полной мощности нового трансформатора;  – стоимость электроэнергии.

Срок окупаемости реконструкции трансформаторной подстанции, лет:



где  – единовременные капитальные вложения на реконструкцию подстанции (стоимость одного трансформатора умноженная на их количество);  – экономический эффект, получившийся при реконструкции подстанции.

### 1.2. 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 [1]:

,

где *n* – число включенных трансформаторов одинаковой мощности.

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



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 выражению6



где  – нормативный коэффициент;  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений,  = 0,15 (из расчета срока окупаемости капиталовложений 6 лет –  = 1/6 = 0,15);  – нормативный коэффициент амортизационных отчислений,  = 0,06 (из расчета 6 % в год); *К* – единовременные капитальные вложения в один трансформатор;  – стоимость (тариф) 1 кВт ∙ ч электроэнергии.

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

 (2.2)

На основании выражения (2.2) получен оптимальный коэффициент загрузки, соответствующий минимуму приведенных затрат [1]:



Кроме того, трансформаторные подстанции, эксплуатирующиеся большой срок (более 25 лет) зачастую исчерпали свой рабочий ресурс и, как правило, имеют высокие потери в обмотках и низкие изоляционные характеристики. Массовый выход из строя этих трансформаторов может привести к простою оборудования основного производства и значительному материальному ущербу на предприятии.

Как правило, такие трансформаторы имеют высокие потери в обмотках и низкие изоляционные характеристики. Массовый выход из строя этих трансформаторов может привести к простою оборудования основного производства и значительному материальному ущербу на предприятии.

По результатам анализа режимов эксплуатации трансформаторных подстанций трансформаторы, имеющие низкие  и большой износ рекомендуется заменить на более современные с коэффициентами загрузки, лежащими в пределах, рекомендованных выше.

## 2. Компенсация реактивной мощности как средство сокращения затрат

### 2.1. 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. 2.4).



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. К понятию о реактивной мощности: сдвиг по фазе синусоидального тока и напряжения

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, выраженное через косинус угла между их векторами, называется *коэффициентом* (фактором) *мощности* (см. рис. 3).



Рис. 3. Соотношение мощностей

,

cos φ = *P*/*S*,

где *P* – активная мощность (кВт); *S* – полная мощность (кВА); *Q* – реактивная мощность (кВАр); cos φ – коэффициент мощности.

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:

$Q=P∙\tan(φ)$,

в трехфазной сети – как алгебраическая сумма фазных реактивных мощностей.

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

,

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

Таким образом, полный ток, питающий нагрузку, складывается из активной и индуктивной составляющих (рис. 2.7):

.

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.





Рис. 4. Соотношение токов и напряжений

### 2.6.2. Основы компенсации реактивной мощности

При передаче потребителям активной *Р* 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 внутриплощадочные 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](http://www.pea.ru/docs/index.php?id=332) 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:

.

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

1. 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.
2. Улучшение коэффициента мощности предприятий .
3. Снижение фликера – низкочастотных колебаний (*f* ≤ 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 φ](http://www.pea.ru/docs/index.php?id=284) 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 нескомпенсированного 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 $Q\_{к}$ определяется как разность реактивных мощностей нагрузки предприятия $Q\_{п}$ и представляемой предприятию энергосистемой $Q\_{э}$ [1]:



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 φ |
| 1 | 2 |
| Хлебопекарное производство | 0,6–0,7 |

Продолжение табл. 2

|  |  |
| --- | --- |
| 1 | 2 |
| 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 |
| Авторемонтные предприятия | 0,7–0,8 |
| Пивоваренные заводы | ~ 0,6 |
| Деревообрабатывающие предприятия | ~ 0,6 |
| Цементные заводы | ~ 0,7 |
| Горные разрезы | ~ 0,6 |
| Сталелитейные заводы | ~ 0,6 |
| Табачные фабрики | ~ 0,8 |
| Порты | ~ 0,5 |

Ранее реактивная мощность наряду с активной мощностью учитывалась поставщиком электроэнергии, а, следовательно, подлежала оплате по действующим тарифам и составляла значительную часть счета за электроэнергию.

После отмены приказом Минэнерго России от 10.01.2000 г. № 2 «Правил пользования электрической и тепловой энергией» потребители электрической энергии перестали участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок. Это привело к возрастанию потоков реактивной мощности в линиях электропередачи и значительному росту потерь электроэнергии в электрических сетях, возникновению дефицита реактивной мощности в узлах нагрузки и, как следствие, снижению напряжения на шинах подстанций распределительных электрических сетей, увеличению до предельно допустимых значений токов полной нагрузки линий электропередачи и трансформаторных подстанций и ограничению их пропускной способности по активной мощности из–за необоснованной их загрузки реактивной мощностью.

Анализ баланса реактивной мощности в энергосистеме Татарстана показал, что энергосистема Татарстана испытывает дефицит по реактивной мощности. Внутренняя генерация реактивной мощности зимой составляет 1323 МВАр при потреблении 1784 МВАр, а летом – 1008 МВАр при потреблении 1424 МВАр. То есть, дефицит более 400 МВАр. По данным замеров 2006–2007 гг. значение tg φ (соотношения активной и реактивной мощности) в целом по РТ составляет в ночные часы 0,4, в дневные часы от 0,48 до 0,52.

31.08.2006 г. 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 мощности, определенной в договоре в соответствии с порядком, утвержденным Минтопэнерго России. А согласно приказу от 22 февраля 2007г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств электрической энергии» были определены предельные значения коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ (табл. 3).

При оплате за пользование электроэнергией предусмотрены скидки и надбавки к тарифу за высокий и низкий коэффициент мощности.

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 |

Компенсация реактивной мощности – 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),

*– с применением КУ.*

Также существуют мероприятия, допускаемые в виде исключения.

**Мероприятия, не требующие применения**

**компенсирующих устройств**

* упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима работы оборудования, к повышению коэффициента мощности cos φ;
* переключение статорных обмоток АД напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их загрузка составляет менее 40% увеличение загрузки асинхронных двигателей. Потребляемая мощность двигателя при этом снижается в 3 раза;
* устранение режима работы асинхронных двигателей без нагрузки (холостого хода) путем установки ограничителей холостого хода, когда продолжительность межоперационного периода превышает 10 мин;
* замена или отключение силовых трансформаторов, загруженных менее чем на 30% их номинальной мощности;
* замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности;
* замена асинхронных двигателей (АД) на синхронные двигатели (СД) той же мощности и применение СД для всех новых установок и при реконструкции существующих, где это возможно по технико–экономическим соображениям;
* регулирование напряжения, подводимого к двигателю при тиристорном управлении;
* повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных;
* правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу. Мощность электродвигателя необходимо выбирать в соответствии с режимом производственного оборудования, без лишних запасов.

При замене АД на СД исходят из следующих *преимуществ СД*:

а) возможности использования их в качестве КУ, при работе СД с опережающим cos φполная мощность СД, определяющая его стоимость, растет в гораздо меньшей степени, чем его компенсирующая способность;

б) более высокой производительности технологического агрегата при СД, и как частота вращения СД не зависит от нагрузки на его валу;

г) меньших потерь активной мощности.

При реконструкции действующего производства рациональным может оказаться применение СД вместо АД той же мощности в совокупности с компенсирующим устройством. Выбор варианта производится по результатам технико–экономических расчетов. При замене малозагруженного электродвигателя электродвигателем меньшей мощности следует обратить внимание на то, чтобы эта замена через некоторое время не оказалась препятствием для рационального использования и повышения загрузки рабочей машины.

В случае невозможности замены малозагруженного АД, целесообразным может оказаться снижение напряжения на его зажимах до допустимого минимального значения, что приводит к уменьшению потребления АД реактивной мощности за счет уменьшения тока намагничивания. При этом увеличивается КПД двигателя. Снизить напряжение у малозагруженных АД можно следующим образом:

а) переключением статорной обмотки с треугольника на звезду;

б) секционированием статорных обмоток;

в) переключением ответвлений цехового трансформатора, питающего АД.

Последний способ возможен только в том случае, когда данный трансформатор не питает одновременно другие электроприемники, не допускающие искажения напряжения. От качества ремонта электродвигателей зависит надежность их последующей работы, высокие энергетические показатели. Поэтому совершенно недопустимым являются: обточка ротора, уменьшение числа проводников в пазу при перемотке электродвигателя, расточка пазов, выжигание обмотки. Особое внимание необходимо уделить тому, чтобы ток холостого хода после ремонта двигателя не превысил его номинальный ток.

Все сказанное выше направлено на уменьшение реактивного тока элек­тродвигателей, и, следовательно, на снижение потерь электроэнергии.

**Мероприятия, связанные с применением**

**компенсирующих устройств**

* применение в качестве КУ *синхронных двигателей* (СД) в режиме перевозбуждения (cos φ >1);
* применение *синхронных компенсаторов* (СК) в электрических сетях напряжением 110/35 и 110/6;
* применение в качестве КУ *батарей конденсаторов* (БК).

Для повышения пропускной способности ВЛ начинают применять управляемые шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы и статические компенсирующие устройства.

Статические компенсирующие устройства позволяют существенно увеличить передаваемую по линии мощность сверх натурального значения.

Наиболее действенным и эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение *установок компенсации реактивной мощности* *КУ* (батареи конденсаторов).

КУ подключают параллельно нагрузке для снижения доли реактивного тока в системе «генератор–нагрузка» (см. рис. 4 и 5).

Как правило, КУ – это параллельно подключенные конденсаторные батареи, в которых конденсаторы соединяются в треугольник и реже – в звезду.

Реактивная мощность при этом уже не перемещается между генератором и нагрузкой, а совершает локальные колебания между реактивными элементами – индуктивными обмотками нагрузки и компенсатором. Такая компенсация реактивной мощности (снижение индуктивного тока в системе «генератор–нагрузка») позволяет, в частности, 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 кВтна 100 кВАр);
* отсутствие вращающихся частей и их малая масса (нет необходимости в фундаменте);
* простая и дешевая эксплуатация по сравнению с другими конденсаторными установками;
* возможность изменения их мощности при необходимости;
* возможность установки в любой точке сети.



Рис. 4. Применение конденсаторных установок



Рис.5. Схема применения правильной компенсации реактивной мощности электродвигателя (1 – трансформатор, 2 – электродвигатель, 3 – конденсатор)

*Использование КУ позволяет:*

* разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
* снизить расходы на оплату электроэнергии;
* при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
* подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
* сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

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

*Синхронные двигатели*, широко применяемые в приводах производственных механизмов (насосов, вентиляторов, компрессоров и т.д.), могут длительно работать в режиме перевозбуждения, т.к. выпускаются с номинальным опережающим cos φ, равным 0,9. Т.е. синхронные двигатели на промышленном предприятии являются источником реактивной мощности с плавным и автоматическим регулировании ее генерации в зависимости от напряжения сети. СД вырабатывают реактивную мощность как попутный продукт при выполнении их основой задачи – преобразование активной мощности (энергии в механическую). Отсюда низкая удельная стоимость реактивной мощности вырабатываемой СД, поскольку капитальные затраты на их установку относятся к прямому назначению машин [99].

Достоинством СД как источника реактивной мощности является возможность плавного регулирования выдаваемой им реактивной мощности.

*Синхронный компенсатор* представляет собой синхронный двигатель облегченной конструкции, предназначенный для работы на холостом ходу. При работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения – потребителем.

СК устанавливаются только на главных понизительных подстанциях (ГПП) крупных промышленных предприятий по согласованию с энергосистемой, поэтому использование их на предприятиях сетей общего назначения (сети с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц) ограничено [99]. (Подробнее см. п. 3.4.4).

### 2.3. Виды компенсации

**1. Единичная (индивидуальная) компенсация** – КУ размещаются непосредственно у электроприемников и коммутируются одновременно с ними (рис. 3.10). Предпочтительна там, где:

– требуется компенсация мощных (свыше 20 кВт) потребителей;

– потребляемая мощность постоянна в течение длительного времени.

Недостатки данного вида КРМ – зависимость времени подключения КУ от времени включения электроприемников и необходимость согласования емкости КУ с индуктивностью компенсируемого электроприемника для предотвращения возникновения резонансных явлений или применения специальных схем подключения (переключения со «звезды» на «треугольник», подразумевающее параллельное подключение к обмоткам двигателя трех однофазных конденсаторов).

**2. Групповая компенсация** применяется для случая компенсации нескольких расположенных рядом и включаемых одновременно индуктивных нагрузок, подключенных к одному распределительному устройству и компенсируемых одной конденсаторной батареей (рис. 6). Увеличение коэффициента одновременности включения нагрузки снижает мощность и повышает эффективность работы КУ, которая может устанавливаться на стороне 0,4 кВ или 6 (10) кВ.

Недостатки данного вида КРМ – раздельная коммутация КУ и неполная разгрузка распределительных сетей предприятия от реактивной мощности.

**3. Централизованная компенсация** (как правило, регулируемая).Для предприятий с изменяющейся потребностью в реактивной мощности постоянно включенные батареи конденсаторов не приемлемы, т.к. при этом может возникнуть режим недокомпенсации или перекомпенсации.

 

Рис.6. Единичная и групповая компенсации

реактивной мощности

В этом случае конденсаторная установка оснащается специализированным контроллером (автоматическим регулятором) и коммутационно–защитной аппаратурой, а ее полная компенсационная мощность (равная реактивной мощности установленных конденсаторов) разделена на отдельно коммутируемые ступени. При отклонении значения сos ϕ от заданного значения контроллер подключает или отключает ступени конденсаторов (рис. 7).



Рис.7. Централизованная компенсация

реактивной мощности

Такие комплектные КУ называются автоматизированными (АКУ). АКУ производят КРМ в соответствии с ее фактическим потреблением. Современные автоматические микропроцессорные регуляторы реактивной мощности западноевропейских производителей (в первую очередь Германии, Италии, Чехии, Финляндии, Франции) очень надежны. Кроме управления ступенями КУ, автоматические регуляторы РМ позволяют производить измерение параметров качества электроэнергии компенсируемой сети с выводом результатов на жидкокристаллический дисплей регулятора.

Преимущество централизованной компенсации заключается в следующем: включенная мощность конденсаторов соответствует потребляемой в конкретный момент времени реактивной мощности без перекомпенсации или недокомпенсации.

### 2.4. Средства компенсации и особенности их работы

**1. Синхронные двигатели**

Синхронные двигатели по сравнению с асинхронными имеют следующие преимущества:

а) возможность использования в качестве компенсирующих устройств, при сравнительно небольших дополнительных первоначальных затратах, поскольку при работе с опережающим коэффициентом мощности полная мощность синхронного двигателя определяющая его стоимость, растет в гораздо меньшей степени, чем его компенсирующая способность;

б) экономичность изготовления на небольшое число оборотов (при этом отпадает необходимость в промежуточных передачах между двигателем и рабочей машиной);

в) меньшую зависимость вращающего момента от колебаний напряжения: у синхронного двигателя момент пропорционален напряжению в первой степени, а у асинхронного – во второй степени;

г) более высокую производительность рабочего агрегата при синхронном электроприводе, поскольку скорость двигателя не зависит от нагрузки;

д) меньшие потери активной мощности, так как КПД синхронных двигателей выше, чем КПД асинхронных двигателей.

Обычно в практических условиях нагрузка синхронных двигателей на валу составляет 50–100% от номинальной. При такой нагрузке, а также при регулировании напряжения, подводимого к электродвигателю, можно использовать электроприводы с синхронными двигателями в качестве компенсаторов реактивной мощности при работе их с опережающим коэффициентом мощности.

Синхронные электродвигатели в режиме перевозбуждения способны генерировать РМ, величина, которой определяется загрузкой СД по активной мощности. Как показывают исследования, учет зависимости стоимости годовых потерь электроэнергии, обусловленной генерацией РМ и влияние на компенсационную мощность загрузки СД, делает использование для КРМ низковольтных СД любой мощности, а также высоковольтных СД мощностью до 1600 кВт не экономичным.

Компенсирующая способность двигателя определяется на его валу, напряжением, подведенным к зажимам двигателя, током возбуждения в обмотке его ротора. В режиме перевозбуждения СД представляет собой активную и емкостную нагрузки, работает не только как двигатель, но и как источник реактивной мощности. В случае если СД предназначен для нормальной работы в режиме перевозбуждения, т.е. с опережающим cos φ, то он даже при 100 %–ной загрузке активным током может компенсировать реактивную нагрузку сети. С уменьшением тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность двигателя снижается.

Номинальный ток возбуждения при данной нагрузке на валу СД и данном напряжении на его зажимах обеспечивает наибольшую компенсирующую способность СД. Компенсирующая способность СД характеризуется отношением реактивной мощности, отдаваемой СД в сеть (кВАр) к полной мощности СД (кВА). Ее не следует повышать на длительное время путем увеличения тока возбуждения сверх номинального значения во избежание перегрева ротора.

Единственно возможным путем увеличения компенсирующей способности СД является снижение активной нагрузки СД при неизменном токе возбуждения, равном номинальному.

Использование СД только для компенсации реактивной мощности в сети нецелесообразно, так как они не могут выдать реактивную мощность, равную их полной номинальной мощности, при этом предельная реактивная мощность недогруженного СД составляет, в зависимости от его конструкции, только 60–80% его полной номинальной мощности.

Техническая возможность использования СД в качестве источника реактивной мощности ограничивается максимальной реактивной мощностью, которую он может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и железных частей ротора и статора. Эта мощность называется располагаемой реактивной мощностью СД и определяется по выражению:

,

 – коэффициент допустимой перегрузки СД;  и  – номинальные активная и реактивная мощности СД.

Целесообразная загрузка СД реактивной мощностью определяется дополнительными потерями активной мощности на генерацию реактивной мощности и оказывается значительно ниже располагаемой реактивной мощности. Схема замещения (*а*)и векторная диаграмма (*б*) компенсации реактивной мощности представлены на рисунке 2.12.

Максимальная реактивная мощность, генерируемая СД напряжением 6–10 кВ,которая может быть передана в сеть до 1 кВбез увеличения числа трансформаторов, выбранных по нагрузке, равна [34].

,

где *S*т.ном– номинальная мощность трансформатора; *k*з–коэффициент нагрузки трансформатора; *Р –* нагрузка сети 380 В.

**

Рис. 8. Компенсация реактивной мощности

Чем ниже значение номинальной мощности и частоты вращения СД, тем больше потери в СД на генерацию реактивной мощности. Поэтому маломощные СД с малой частотой вращения неэкономичны в качестве источников реактивной мощности. Обычно для компенсации реактивной мощности используют СД на номинальное напряжение 6 или 10 кВ, недогруженные по активной мощности.

Высоковольтные СД учитываются в общем балансе реактивной мощности предприятия, но как правило, их реактивной мощности бывает недостаточно и тогда недостающую реактивную мощность восполняют за счет БК [99].

**2.** **Синхронные компенсаторы**

Синхронный компенсатор – синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, то есть без механической нагрузки на валу. Это позволяет изготовлять специальные синхронные компенсаторы с меньшим воздушным зазором и облегченным валом по сравнению с обычными синхронными двигателями.

При перевозбуждении синхронный компенсатор генерирует опережающую реактивную мощность, а при недовозбуждении – отстающую реактивную мощность. Это свойство синхронных компенсаторов используется для регулирования реактивной мощности и повышения коэффициента мощности, и для регулирования напряжения в электрических сетях.

Преимуществами синхронных компенсаторов являются плавное автоматическое регулирование реактивной мощности и напряжения в большом диапазоне, чем обеспечивается увеличение статической динамической устойчивости в энергетической системе, а так же высокая надежность ее работы.

Недостатками синхронных компенсаторов являются относительно высокая стоимость, а следовательно, и высокие удельные капитальные затраты на компенсацию (12,5 руб./кВАр); удельный расход активной мощности на компенсацию (0,027 кВт/кВАр), что значительно больше по сравнению со статическими конденсаторами (0,003 кВт/кВАр), большая занимаемая производственная площадь и шум, производимый при работе.

Указанные особенности синхронных компенсаторов, а также возможность их пуска от источников питания большой мощности ограничивают их применение на промышленных предприятиях. Они используются только на подстанциях энергетических систем.

**3. Конденсаторные установки**

Поскольку системы КРМ для снижения потерь, вызываемых перетоком реактивной мощности, необходимо располагать как можно ближе к нагрузке, КУ являются наиболее распространенным средством КРМ именно в промышленных системах электроснабжения. На сегодняшний день в сетях отечественных потребителей для КРМ установлено порядка 30 млн. кВАр конденсаторов, из которых 18–20 млн. кВАр включаются и отключаются вручную [1]. При этом доля низковольтных (до 1 кВ) конденсаторов составляет 75–80 % от общего объема.

Такое широкое применение КУ, как для индивидуальной, так и для групповой компенсации, объясняется их преимуществами по сравнению с другими существующими в промышленности способами КРМ:

1) небольшие, практически постоянные в зоне номинальной температуры окружающей среды, удельные потери активной мощности конденсаторов, не превышающими 0,5 Вт на 1 кВАр компенсационной мощности, т.е. не более 0,5% (для сравнения: в синхронных компенсаторах это значение достигает 10% номинальной мощности компенсатора, а в СД, работающих в режиме перевозбуждения – до 7%);

2) отсутствие вращающихся частей; простота монтажа и эксплуатации; относительно невысокие капиталовложения; большой диапазон подбора требуемой мощности; возможность установки в любых точках электросети, бесшумность работы и т.д.

3) кроме того, в отличие от компенсаторов и синхронных двигателей, КРМ с помощью конденсаторов позволяет расширить функциональные возможности устройств компенсации. Так фильтрокомпенсирующие КУ (ФКУ) одновременно осуществляют КРМ и частичное подавление присутствующих в компенсируемой сети гармоник, искажающих синусоидальность напряжения, а симметрирующие установки на базе конденсаторных батарей (при соответствующем конструктивном исполнении) позволяют производить одновременно КРМ и симметрирование нагрузки сети.

*Недостатками КУ являются*:

* зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения.
* Недостаточная прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.
* Малый срок службы.
* Пожароопасность.
* Наличие остаточного заряда.
* Перегрев при повышении напряжения и наличии в сети высших гармоник, ведущих к повреждению конденсаторов.
* Сложность регулирования реактивной мощности (ступенчато).

Конденсаторы напряжением 6–10 кВ следует устанавливать на цеховых подстанциях (ЦТП), имеющих распределительные устройства (РУ) напряжением 6–10 кВ, на распределительных пунктах (РП) и, как исключение, на центральных распределительных пунктах (ЦРП) или главных понизительных подстанциях (ГПП). На бесшинных цеховых подстанциях батареи конденсаторов 6–10 кВ устанавливать не рекомендуется. Мощность рассматриваемых батарей конденсаторов не должна быть менее 400 кВАр при соединении конденсаторов через обычный выключатель и не менее 100 кВАр при соединении конденсаторов через общий выключатель с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими электроприёмниками.

Мощность трехфазной конденсаторной установки, соединенной в треугольник, равна [99]



при присоединении звездой



где  – суммарная емкость конденсаторов одной фазы, *U* – линейное напряжение.

При выборе конденсаторной установки требуемая мощность конденсаторов может определяться как

*Q*c = *P*∙(tg ϕ1 – tg ϕ2),

где tg ϕ1 – коэффициент мощности потребителя до установки компенсирующих устройств; tg ϕ2 – коэффициент мощности после установки компенсирующих устройств (желаемый или задаваемый энергосистемой коэффициент).

*P* = *E*w / *T* ,

, ,

где *E*w – показания счетчика активной энергии, кВт∙ч; *Eq* – показатель счетчика реактивной энергии, кВАр∙ч; *T* – период снятия показаний счетчиков электроэнергии, ч.

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 (ККУ).

Основными недостатками конденсаторных батарей являются следующие:

1) зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения и частоты

,

где  – отношение напряжений при отклонении напряжения и частоты сети от номинального значения к напряжению в номинальном режиме;

1. высокая чувствительность конденсаторных батарей к наличию высших гармоник тока и напряжения;
2. недостаточная электрическая прочность.

Зависимость мощности конденсаторной батареи от квадрата напряжения снижает устойчивость нагрузки и может привести к лавине напряжения. Наличие высших гармоник тока и напряжения в сети может привести к пробою конденсаторных батарей.

Таблица 2

**Технико–экономический эффект, ожидаемый**

**в результате применения конденсаторных установок**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| сos ϕ1, без компенсации | сos ϕ2 с компенсацией | Снижение величины тока и полной мощности, % | Снижение величины тепловых потерь, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 0,5 | 0,9 | 44 | 69 |
| 0,5 | 1 | 50 | 75 |
| 0,6 | 0,9 | 33 | 55 |
| 0,6 | 1 | 40 | 64 |
| 0,7 | 0,9 | 22 | 39 |
| 0,7 | 1 | 30 | 51 |
| 0,8 | 1 | 20 | 36 |

Технико–экономический эффект, ожидаемый в результате применения конденсаторных установок, представлен в табл. 2.

В зависимости от типоисполнения установки изготавливаются в различном конструктивном исполнении и комплектации (табл.3).

*t*ок = З1/(З2 – З3),

где З1 – стоимость конденсаторной установки, руб.; З2 – затраты на электроэнергию без компенсации, руб./мес.; З3 – затраты на электроэнергию при применении конденсаторных установок, руб./мес.

Таблица 3

**Конструктивное исполнение и комплектация**

**конденсаторных установок**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Типоиспол–нение | Номинальное напряжение, кВ | Диапазон мощности, кВАр | Наличие регулятора | Климатическое исполнение и категория размещения |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| УК | 0,4 | 10–200 | – | УЗ |
| УКМ58 | 0,4 | 20–603 | + | УЗ (У1) |
| УКМ70 | 0,4 | 50–550 | + | УЗ (У1) |
| УКМФ71 | 0,4 | 25–300 | + | УЗ(У1) |
| УКЛ(П)56 | 6,3 или 10,5 | 450–1 800 | – | У1 |
| УКЛ(П)57 | 6,3 или 10,5 | 450–1 800 | – | У1 |

*Преимущества* установок обуславливаются использованием:

* самовосстанавливающихся сегментированных конденсаторов, что обеспечивает их надежность, долговечность и низкую стоимость при профилактических и ремонтных работах;
* специальных контакторов опережающего включения, увеличивающих срок службы контакторов;
* специальных контроллеров нескольких типов, обеспечивающих автоматическое регулирование cos ϕ, в том числе с возможностью передачи данных на PC и возможностью контроля в сети высших гармоник тока и напряжения;
* индикации при неисправностях;
* фильтра высших гармонических;
* устройства терморегуляции;
* эмалевой или порошковой окраски (по желанию заказчика).

По желанию заказчика возможно изготовление и поставка конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ, мощностью до 1200 кВАр. Вся продукция имеет соответствующие сертификаты.

**4. Статические тиристорные компенсаторы**

Сейчас в промышленном электроснабжении используют относительно новые устройства компенсации – статические тиристорные компенсаторы (СТК). Это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и для потребления реактивной мощности. Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно–тиристорные и конденсаторно–тиристорные блоки. СТК за счет тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют безинерционное плавное регулирование (наибольшая скорость регулирования от 1% до 100% за 0,3 сек) реактивной мощности во всем диапазоне от мощности, генерируемой конденсаторами, до мощности, потребляемой индуктивностью. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 МВАр и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью.

Основная схемная конфигурация СТК включает в себя конденсаторные батареи, настроенные как фильтры высших гармоник – фильтрокомпенсирующие цепи (ФКЦ), постоянно подключенные к сети или коммутируемые выключателями в соответствии с требованиями Заказчика, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов – тиристорно–реакторная группа (ТРГ).

Угол зажигания тиристоров может быстро изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме.

Номинальная мощность и схема СТК выбирается для каждого конкретного объекта в зависимости от параметров схемы электроснабжения, вида компенсируемой нагрузки и требований по качеству электроэнергии. Для каждого отдельного случая производится расчет требуемой мощности ТРГ и ФКЦ и определяется их состав.

Система автоматического управления СТК обеспечивает быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной уставкой, выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов и может быть модифицирована под конкретные требования заказчика.

Шкаф управления тиристорных вентилей преобразует электрические импульсы управления тиристоров в световые и передает их на высокий потенциал посредством волоконно–оптических световодов, принимает контрольные световые импульсы с каждой тиристорной ячейки и регистрирует количество и расположение отказавших тиристоров.

СТК разрабатываются в двух основных модификациях – для линий электропередач и для промышленных установок типа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и тиристорных приводов прокатных станов.

Основные преимущества применения СТК заключаются в следующем:

* Повышение статической и динамической устойчивости передачи.
* Снижение отклонений напряжения при больших возмущениях в системе.
* Стабилизация напряжения.
* Ограничение внутренних перенапряжений.
* Увеличение передаточной способности электропередачи из–за улучшения устойчивости при большой передаваемой мощности.
* Фильтрация токов высших гармоник.
* Промышленные установки.
* Снижение колебаний напряжения.
* Повышение коэффициента мощности.
* Снижение токов высших гармоник.
* Снижение искажений напряжения.
* Дуговые сталеплавильные печи.
* Существенное снижение возмущений в питающей сети.
* Возможность подключения мощных печей к энергосистемам с низкой мощностью КЗ.
* Повышение среднего коэффициента мощности.
* Снижение токов высших гармоник, текущих в энергосистему.
* Компенсация несимметрии токов фаз ДСП.
* Повышение производительности печи.
* Увеличение вводимой в печь мощности за счет стабилизации напряжения.
* Снижение расхода электродов.
* Предотвращения резонансных явлений за счет установки фиксированных фильтров высших гармоник.
* Срок окупаемости компенсатора составляет 1–1,5 года.

Номинальные параметры и отличительные особенности:

* Номинальное напряжение: от 6 до 35 кВ.
* Номинальная мощность: от 10 до 360 МВАр.
* Водяное или воздушное принудительное охлаждение тиристоров, воздушная изоляция.
* Передача импульсов управления тиристоров в виде световых импульсов по волоконно–оптическим каналам.
* Избыточные тиристоры в каждой фазе.
* Резервирование ключевых компонентов.
* Модульная конструкция для легкого обслуживания.

В качестве перспективной замены давно известным технологиям с СТК, включающими ТРГ (тиристорно–реакторные группы), в мире успешно применяют преобразователи на IGBT–транзисторах с широтно–импульсной модуляций (ШИМ), работающими на конденсаторы, в зависимости от напряжения на шинах, в выпрямительном или инверторном режимах работы.

В устройствах КРМ СТАТКОМ (система статической компенсации реактивной мощности) или SVC (*Static VAR Compensator*) индуктивность изменяется за счет использования тиристоров (рис. 9).

В схеме (рис. 10) имеется конденсаторная батарея (*C*d) на стороне постоянного напряжения (*Ed*), фазный реактор (*L*р), широкополосный фильтр с элементами (*C*ф, *L*ф, *R*ф), настроенный на компенсацию высших гармонических составляющих.

Быстродействующая компенсационная система состоит из быстро и плавно изменяющейся индуктивной и постоянной емкостной мощности. Часть системы с плавно изменяющейся индуктивной мощностью работает в противофазе с постоянно включенной емкостной реактивной мощностью и таким образом снижает изменения реактивной мощности от электрической системы и напряжения в месте подключения SVC. Кроме того, поддерживается постоянным заданный коэффициент мощности. Это выполняется с помощью реактора с тиристорным управлением (TCR), ток которого за счет быстродействующей системы управления может плавно регулироваться от 0 до номинальной величины.

Когда напряжение в точке подключения остается постоянным, компенсатор СTATКOM ведет себя как компенсатор SVC. При снижении напряжения SVC ведет себя как конденсатор, и реактивная мощность падает пропорционально квадрату напряжения, а система CTATKOM в этой ситуации переходит в режим постоянного источника тока, и напряжение на выводах конденсатора может поддерживаться постоянным.

Применение SVC, например, на металлургическом заводе позволяет увеличить коэффициент мощности нагрузки с 0,7 до 0,97, снизить колебания напряжения питающей сети в 3 раза, снизить время одной плавки металла со 150 мин. до 130 мин. и удельный расход электроэнергии, на тонну выплавленной стали на 4%, а также сократить расход графитовых материалов. В целом срок окупаемости затрат на статические компенсирующие устройства составляет в среднем от 0,5 до 1 года.



Рис. 9. Схема установки SVC



Рис. 10. Схема СТАТКОМ

### 2.5. Требования к потреблению и генерации реактивной мощности

Известно, что часть реактивной мощности, определяемую технико–экономическими расчетами, выгодно получать от компенсирующих устройств (КУ), устанавливаемых непосредственно у потребителей. В *договор на пользование электроэнергией* (ДПЭ) записывают полученные с помощью таких расчетов экономические значения реактивной мощности *Q*эв часы больших нагрузок электрической сети (в случае двухставочного тарифа) и реактивной энергии *WQ*э, за месяц (при обоих видах тарифа), потребление которых оплачивается по пониженному тарифу. Этот тариф соответствует приблизительно 75 % стоимости реактивной мощности, получаемой от собственной конденсаторной установки. Потребление сверхустановленных значений оплачивается по повышенному тарифу, соответствующему 250 % указанной стоимости. Данное соотношение делает выгодным для потребителя снижение потребления реактивной мощности до заданного энергосистемой оптимального значения, потому что окупаемость установок, компенсирующих потребление реактивной мощности выше оптимального значения, составляет 2,2 года, а ниже этого значения – более 15 лет [1].

В соответствии с Прейскурантом № 09–01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию» потребитель оплачивает потребление реактивной энергии в часы больших нагрузок и генерацию реактивной мощности в часы малых нагрузок электрической сети. Если в соответствии с режимами работы сети энергосистемы последней выгодно получать от потребителя реактивную энергию в часы больших нагрузок сети или обеспечить ее потребление в часы малых нагрузок, то энергосистема оплачивает эту энергию в виде скидки с тарифа.

Для контроля за потреблением и генерацией реактивной энергии по полной схеме необходимы четыре счетчика и реле времени, включающее первую пару счетчиков в часы больших, а вторую – в часы малых нагрузок сети. Счетчики каждой пары должны иметь стопоры в противоположных направлениях. Первый счетчик работает в часы больших нагрузок сети и фиксирует потребление реактивной энергии, которое оплачивается потребителем (часть по лишенному, часть по пониженному тарифу); в случае двухставочного тарифа этот счетчик должен иметь указатель 30–минутного максимума. Второй счетчик работает в те же часы, что и первый, но фиксирует генерацию реактивной энергии, оплачиваемую энергосистемой. Третий счетчик работает в часы малых нагрузок сети и фиксирует потребление реактивной энергии, оплачиваемое энергосистемой. Четвертый счетчик работает в те же часы, что и третий, но фиксирует генерацию реактивной мощности, оплачиваемую потребителем.

Следует иметь в виду, что генерация реактивной мощности в часы больших нагрузок сети (второй счетчик) и ее потребление в часы малых нагрузок сети (третий счетчик) оплачивается энергосистемой только в случае, если это оговорено в ДПЭ. В противном случае достаточно двух счетчиков без реле времени, по которым потребитель оплачивает реактивную мощность по ставкам, указанным в графах «надбавки» таблицы, независимо от нагрузки сети. В большинстве случаев достаточно двух счетчиков, по первому из которых оплачивается реактивная энергия, поставляемая энергосистемой, на производство и передачу которой энергосистема затрачивает определенные средства, а по второму – реактивная энергия, генерируемая потребителем в сеть, на поглощение которой энергосистема также затрачивает средства. Требования к схеме учета в конкретном случае оговариваются в ДПЭ.

При отсутствии одного из реактивных счетчиков или общих, потребление и генерацию реактивной мощности в соответствии с Правилами пользования электроэнергией определяют расчетным способом, исходя из измерения максимальной реактивной нагрузки *Q*ф в контрольный день. Потребляемую реактивную энергию вычисляют по формуле [1]

,

 – фактическое число часов работы потребителя в месяце (с учетом числа смен и рабочих дней в месяце).

Рассчитанная таким образом реактивная энергия превышает значение, которое фиксировал бы счетчик, на величину площади, соответствующей установленной мощности КУ.

Способы учета реактивной энергии, принудительно потребляемой в часы малых или генерируемой в часы больших нагрузок электрической сети, устанавливаются по договоренности между энергосистемой и потребителем. Мощность электрических станций, необходимая для покрытия нагрузок потребителей, определяется их максимальной суммарной нагрузкой.

Период максимума суммарной суточной нагрузки потребителей называется *часами максимума нагрузки системы* (рис. 11). В эти часы фиксируется оплачиваемая потребителями активная мощность.

Применительно к реактивной мощности в новых нормативных документах установлены дополнительные понятия:

* *часы больших и малых нагрузок электрической сети*, которые устанавливаются энергосистемой каждому потребителю, исходя из анализа его графика нагрузки и степени его совпадения с графиком нагрузки сети, от которого он питается. Как правило, эти периоды покрывают суточный период, например часы больших нагрузок сети – с 8 до 22 ч, а малых – с 22 до 8 ч;
* *часы максимума и минимума нагрузки сети*, которым соответствуют указанные в ДПЭ максимальные и минимальные отклонения напряжения.



Рис. 11. График суммарной суточной нагрузки

*Q*ф, *Q*к и *Q*min – фактическая, компенсированная и минимальная

реактивные мощности

Часы больших и малых нагрузок потребителя могут не совпадать с часами больших и малых нагрузок сети, а часы максимума его нагрузки – с часами максимума нагрузки сети и часами максимума нагрузки энергосистемы. Например, часы максимума нагрузки потребителя – с 12 до 16 ч, часы максимума нагрузки сети – с 8 до 12 ч и с 15 до 19 ч, а часы максимума нагрузки энергосистемы – с 8 до 10 ч и 18 до 20 ч.

### 2.6. Экономические обоснования целесообразности использования компенсирующих устройств

Годовой экономический эффект использования компенсирующих устройств определяется [111]:

,

где  – годовой экономический эффект от внедрения компенси­рующих устройств;  – приведенные годовые затраты до и после установки компенсирующих устройств соответственно.

Так как установка компенсирующих устройств требует капиталь­ных вложений на их приобретение, то определяется:



где  – текущие эксплуатационные расходы после установки устройств;  – капитальные вложения на приобретение и уста­новку компенсирующих устройств;  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, определяемый как обратная величина нормативного срока окупаемости капиталовложений .

Установление нормативного срока окупаемости связано с ин­дивидуальным подходом. Это может быть срок, установленный с учетом отраслевой специфики, опыта работы других предприятий или по желанию инвестора. В нашей стране используются следующие значения нормативного срока окупаемости затрат:

* для капиталоемких мероприятий, требующих существенного вло­жения средств и значительного периода их освоения  = 8–10 лет.
* для мероприятий реконструктивного типа, связанных с мо­дернизацией производства или внедрением новой техники = 5–6 лет.

Приведенные расходы до установки устройств будут включать только текущие расходы – , то есть

.

Капитальные вложения на КУ могут быть определены на основе прейскурантных справочных цен или рассчитаны:

,

где  – стоимость, руб./кВАр реактивной мощности, руб./кВАр;  – мощность устанавливаемого КУ, кВАр. Текущие расходы до установки КУ включают:

,

где  – затраты на оплату реактивной энергии;  – оплата надбавок за пониженное качество электроэнергии.

,

где  – ставка тарифа за кВт∙ч. электроэнергии, руб./кВт∙ч;  – количество потребляемой электроэнергии, кВт∙ч.

,

где  – стоимость надбавки к тарифу за качество электроэнергии.

,

где  – процент надбавки за качество потребителя электроэнергии, %.

,

где  – фактическая реактивная нагрузка потребителей в часы максимума нагрузок систем энергоснабжения;  – экономически оптимальная реактивная нагрузка потребителей в эти же часы;  – максимальная активная мощность потребителей

,

где  – амортизационные отчисления по компенсирующим устройствам;  – затраты на обслуживание КУ;  – затраты на оплату реактивной энергии после установки КУ.



где  – норма амортизационных отчислений на компенсирующие устройства, %.

,

где  – расходы на заработную плату работников, обслуживающих КУ;  – расходы материалов на содержание и обслуживание компенсирующих устройств.

Если внедрение КУ требует увеличение трудоемкости работ по обслуживанию устройств энергоснабжения и дополнительной оплаты труда, то:

,

где  – время, необходимое для текущего обслуживания КУ, час в год;  – средняя часовая оплата труда работника (или группы), обслуживающих КУ.

Практика показывает, что при экономическом обосновании вне­дрения КУ величина  не требует столь детальных расчетов, так как составляет 0,5–1,5 % от стоимости компенсирующего устройства.

,

где  – стоимость потерь электроэнергии в компенсирующих устройствах;  – затраты на оплату реактивной энергии. При сохранении единого уровня потребностей энергии () до и после внедрения КУ =



где  – удельные потери электроэнергии в компенсирующем устройстве, кВт/кВАр;  – количество часов эквивалентной работы КУ на полную мощность, час.

Если потери электроэнергии в компенсирующем устройстве очень малы, то расчетом и  можно пренебречь.

Таким образом, годовой экономический эффект от внедрения устройств компенсации в развернутом виде (с учетом всех составляющих) будет равен:



Оценку экономической эффективности внедрения КУ можно произвести и по сроку окупаемости:



## 3. Влияние загрузки двигателей на потери электроэнергии в них

Основными потребителями в системах водоснабжения и водоотведения является насосное оборудование с асинхронным электроприводом. Электродвигатели потребляют около 80% электроэнергии предприятия.

Часто электроприводы работают с неполной загрузкой (в установившихся режимах) или с перегрузкой (кратковременной); при этом энергетические показатели электропривода ухудшаются по сравнению с их номинальными значениями.

Это ухудшение объясняется относительно просто, если принять во внимание, что потери энергии условно можно разделить на две части: зависящие от нагрузки и не зависящие от нее (так называемые потери холостого хода). Максимальный КПД соответствует режиму работы электропривода, при котором эти составляющие равны. При любой другой нагрузке КПД уменьшается. Для улучшения энергетических показателей при не «оптимальной» нагрузке на элементы электропривода воздействуют таким образом, чтобы в благоприятную сторону изменить соотношение потерь.

Как правило, производительность машин, работающих в продолжительных режимах, определяется средними значениями выходной мощности привода. Однако для ряда механизмов неизбежны режимы, связанные с колебаниями скорости и электромагнитного момента около средних значений.

Это обстоятельство влияет как на потери энергии в силовом канале электропривода, так и на энергопотребление. Степень этого влияния зависит от интенсивности возмущающих факторов (их амплитуды и частоты) и от параметров электропривода (суммарного момента инерции и жесткости механических характеристик).

Для оценки и повышения энергетических показателей электроприводов, работающих в переходных режимах, как правило, наибольший интерес представляют потери энергии за время переходного процесса. Классическим является положение, определяющее переменные потери энергии (в якоре машины постоянного тока, в роторе асинхронного двигателя) за время переходного процесса вхолостую, без нагрузки в долях изменения запаса кинетической энергии электропривода. Влияние статической нагрузки на потери зависит от характера переходного процесса.

Возможности снижения потерь энергии в переходных процессах связаны с оптимизацией как параметров электропривода (например, снижением JΣ), так и режимов управления переходными процессами (стремлением при заданных ограничениях к минимизации мощности потерь в каждый момент времени).

При проведении энергоаудита необходимо проверять соответствие мощности привода мощности нагрузки, так как завышение мощности электродвигателя приводит к снижению КПД и cos φ. Завышение мощности электродвигателей приводит к снижению КПД и cos φ. С уменьшением загрузки двигателя возрастает доля потребляемой реактивной мощности на сознание магнитного поля системы по сравнению с активной мощностью и снижается величина cos φ.

Капитальные затраты на замену одного двигателя другим (соответствующей номинальной мощности) целесообразны при его загрузке менее 45 %, при загрузке 45–75 % для замены требуется проводить экономическую оценку мероприятия, при загрузке белее 70 % замена не целесообразна.

*Эффективность* работы двигателя зависит от типа, скорости вращения, времени нагрузки двигателя, а также от его мощности:

* для двигателей мощностью 5 кВт при 100%–ной нагрузке КПД равен 80%, для двигателей мощностью 150 кВт – КПД равен 90 %;
* для двигателей мощностью 5 кВт при 50 %–ной нагрузке КПД равен 55%, для двигателей мощностью 150 кВт – КПД равен 65 %.

При снижении нагрузки двигателя до 50 % и менее его эффективность начинает быстро падать вследствие того, что потери электроэнергии в железе начинают преобладать.

### 3.1. Сводка общих мероприятий по энергосбережению в установках, использующих электродвигатели

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

### 3.2. Снижение напряжения на двигателе с помощью регулятора питания

Снижение напряжения регулятором питания электродвигателя позволяет уменьшить магнитное поле в стали, которое избыточно для рассматриваемого режима нагрузки, снизить потери в стали и уменьшить их долю в общей потребляемой мощности, т.е. повысить КПД двигателя. Сам регулятор напряжения (обычно в тиристором исполнении) потребляет мало энергии. Его собственное потребление становиться заметным, когда двигатель работает на полной нагрузке.

Часто в режиме холостого хода потребляется почти столько же энергии, сколько необходимо для работы. Переключения обмоток двигателя мощностью 7,5 кВт, работающего в номинальном режиме (линейное напряжение равно 380 В) по схеме «треугольник», при работе на пониженной нагрузке 1 кВт (режим холостого хода) на схему «звезда» позволяет уменьшить потери мощности с 0,5 кВт до 0,25 кВт. Необходимо избегать работы двигателя в режиме холостого хода.

Автоматическое переключение обмоток по схеме «треугольник» на соединение по схеме «звезда» в зависимости от нагрузки является простейшим способом регулирования двигателя, длительное время работающего на малой нагрузке (рис. 12).

В установках с регулируемым числом оборотов (насосы, вентиляторы и др.) широко применяются регулируемые электроприводы. Оценочные значения возможной экономии электроэнергии при применении регулируемого электропривода нагнетательного оборудования в пневмо– и гидросистемах равны: в компрессорах – 50%; в воздуходувках и вентиляторах – 40–50%; в насосах – 30%.

Тиристорные регуляторы напряжения дешевле, их диапазон регулирования скорости вращения на 10–15% ниже номинальных оборотов; частотные регуляторы (наиболее часто – в транзисторном исполнении) дороже, и диапазон регулирования у них шире.

Электродвигатели, управляемые частотными регуляторами, для сохранения ресурса нуждаются в замене подшипников на специальные, электрически изолированные.



Выходная мощность, кВт

Рис. 12. Влияние на потери переключения

из «треугольника» в «звезду» стандартного двигателя мощностью 7,5 кВт:

1 – соединение «звездой»; 2 – соединение «треугольником»

Стоимость электронного регулятора оборотов примерно равна стоимости электродвигателя.

Ориентировочная удельная стоимость электронного регулятора оборотов для обычного электродвигателя мощностью 75–200 кВт составляет около 60 долл. за кВт, с уменьшением мощности привода она увеличивается, и для двигателя мощностью 15 кВт стоимость электронной системы управления равна около 200–250 долл.

Применение регуляторов мягкого пуска (регуляторов напряжения) и торможения позволяет достичь экономии 1,6–3,7 % электро­энергии для двигателей мощностью 22–30 кВт при 20 % времени загрузки двигателя.

Все шире находят применение более дорогие, энергетически эффективные двигатели, использующие более качественные электротехнические стали и медные обмотки большего сечения, позволяющие на 2–5 % уменьшить активные потери.

Разработчики отмечают четыре направления повышения энергоэкономичности таких устройств:

* большая длина сердечника из стальных пластин с низкими потерями. Этим уменьшаются магнитная индукция и, следовательно, потери в стали.
* Потери в меди уменьшаются максимальным использованием пазов и обеспечением подходящих размеров проводников.
	+ Потери от рассеивания минимизируются тщательным подбором количества пазов и их геометрией.
	+ Уменьшение потерь мощности в электродвигателе приводит к снижению мощности вентилятора обдува, затрачиваемой на его охлаждение.

Такие электродвигатели имеют более высокий КПД, допускают термические перегрузки, менее требовательны к обслуживанию, менее чувствительны к колебаниям напряжения сети и меньше шумят. Некоторые энергетически эффективные двигатели имеют цену двигателей обычного исполнения. Их применение экономически целесообразно при большом времени загрузки.

### 3.3. 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 %).

### 3.4. Расчет целесообразности и экономической эффективности замены малозагруженных двигателей

При нагрузке электродвигателя в переделах 45–70 % номинальной мощности целесообразность его замены двигателем меньшей мощности должна быть обоснована. С этой целью определяют суммарные потери активной мощности в системе электроснабжения и в электродвигателе до замены  и после замены  двигателя. Если окажется, что <, то такая замена целесообразна:

,

где  – реактивная мощность, потребляемая электродвигателем из сети при холостом ходе, кВАр;  – ток холостого хода двигателя, А;  – номинальное напряжение двигателя, В;  – коэффициент загрузки двигателя; *Р* – средняя загрузка двигателя, кВт;  – номинальная активная мощность двигателя, кВт;  – реактивная мощность двигателя при номинальной нагрузке, кВАр;  – КПД двигателя при полной нагрузке;  – номинальный коэффициент реактивной мощности двигателя (определяется по паспортной величине cos φ);  – коэффициент изменения потерь, кВт/кВАр.

Потери активной мощности при холостом ходе двигателя определяются, кВт:

.

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

,

где  – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и определяемый из выражения:

,

где  – потери холостого хода активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100% (в процентах).

Потери электроэнергии за весь период работы составят:

,

где  – 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:



где  – цена 1 кВт ∙ ч электроэнергии, руб.

Срок окупаемости можно определить, лет:

,

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

## 4. Внедрение частотно–регулируемого привода

### 4.1. Электропривод с частотными регуляторами как средство оптимизации режимов работы двигателей

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.

Так в качестве первоочередных приоритетных и быстро окупаемых проектов программы «Топливо и Энергия. Энергосбережение России на 1996–2000 годы» и «Федеральная целевая программа «Энергосбережение России» – основа энергосберегающей политики государства в регионах и отраслях экономики на 1998–2005 гг.» предусматривало широкое внедрение частотно регулируемого электропривода на прогрессивной элементной базе, обеспечивающее экономию электроэнергии. Даже самые скромные подсчёты показывают, что при использовании этих устройств уровень энергосбережения увеличивается примерно на 15–20 %, а в большинстве случаев на 30% и более.

Однако, в силу отсутствия финансовых средств в промышленности и коммунальном хозяйстве частотные регуляторы находят недостаточное применение, несмотря на то, что они являются эффективным средством позволяющим адаптировать режимы работы вспомогательного энергетического и промышленного оборудования к колебаниям производственной загрузки промышленных предприятий и коммунальных систем.

Принцип действия основан на регуляции режима работы исполнительного оборудования путём подачи выходного напряжения различной частоты на контролируемые устройства. [Применение преобразователей частоты](http://www.pea.ru/docs/index.php?id=717) (ПЧ) позволят получить следующие преимущества:

* оптимизация рабочего режима контролируемого устройства (станка, оборудования механизма) и, как правило, увеличение его срока службы. Не подверженное излишним нагрузкам оборудование будет находиться в более хорошем техническом состоянии;
* более удобное управление двигателем оборудования, в том числе равномерный запуск и плавная остановка, а также возможность обратной подачи вращения вала (реверса) двигателя. Сюда же можно отнести удобство регулирования, частотой вращения, подавая напряжение различной частоты. Это положительно сказывается на техническом состоянии оборудования.
* защита двигателя от перегрузок электрической сети, или, наоборот, от недостаточного напряжения. Это очень важный положительный момент, потому что предотвращает повреждение оборудования связанного с низким качеством напряжения, что является актуальным.

### 4.2. Внедрение ЧРП на предприятиях канализационно–водопроводного хозяйства

Регулирование объема воды на предприятиях канализационно–водопроводного хозяйства 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. Рассматриваемый преобразователь должен иметь обратную связь по давлению в трубопроводе системы холодного водоснабжения и регулировать частоту вращения в зависимости от этого давления. Тем самым в системе всегда будет поддерживаться заданная величина давления.

В результате следует ожидать значительное снижение потребления электроэнергии подпиточными насосами, снижение износа механических звеньев и увеличение срока службы оборудования вследствие применения частотного электропривода.

Таким образом можно добиться значительного снижения затрат предприятия, связанных с потреблением электроэнергии, и увеличение межремонтного цикла насосных агрегатов. Кроме того это позволяет уменьшить большие пусковые моменты электродвигателей насосных агрегатов.

Насос в разное время суток должен работать 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 рассчитываются по максимальному количеству передаваемой жидкости, с учетом растущую потребность в будущем, повышенную производительность при особых ситуациях (например, при осушении и заполнении резервуаров), аварийные ситуации.

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



где – средняя производительность насоса, м3/с;  – коэффициент полезного действия насоса (двигателя);  – коэффициент полезного действия передачи между двигателем и механизмом ( = 0,95 %);  – номинальный напор насоса, м;  – фактический напор насоса, м.

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



Срок окупаемости будет определяться, лет:



где  – капитальные затраты на приобретение устройства ЧРП.

### 4.3. Установка устройств плавного пуска электродвигателей

Устройство плавного пуска позволяет снизить энергопотребление, вибронагруженность оборудования. Оно обеспечивает плавный пуск электродвигателя с последующей оптимизацией его работы в зависимости от нагрузки, что позволяет снизить энергопотребление, вибронагруженность приводимого двигателя и оборудования в целом, нагрев двигателя, уровень шума. В итоге значительно повышаются потребительские качества и надежность совместно используемых электродвигателей и механизмов.

