

ЛЕКЦИЯ 8 ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

8.1 Коэффициент мощности электрооборудования

Современные горные предприятия – крупные потребители электрической энергии. Это связано с непрерывным ростом электрических мощностей механизированных комплексов по добыче, транспортировке и обработке полезного ископаемого, а также с проведением подготовительных работ и созданием безопасных условий труда.

Для привода горных машин чаще всего используют асинхронные двигатели. При работе асинхронных двигателей, трансформаторов, реакторов потребляемая электрическая мощность расходуется на создание магнитного поля (реактивная), выполнение полезной работы (активная) и на покрытие потерь от передачи указанных мощностей. Отношение активной мощности P к полной S называется коэффициентом мощности ЭП:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}.$$

Соотношение между полной, активной и реактивной Q мощностями могут быть представлены соответственно такими формулами:

$$S = \sqrt{3}IU10^{-3} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ кВА};$$

$$P = \sqrt{3}IU \cos \varphi 10^{-3} = S \cos \varphi, \text{ кВт};$$

$$Q = \sqrt{3}IU \sin \varphi 10^{-3} = S \sin \varphi = P \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар.}$$

Однако приведенные выражения справедливы только при синусоидальном изменении значений тока и напряжения.

Средневзвешенное значение коэффициента мощности электроустановки или группы установок за промежуток времени можно определить так:

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{W_p}{W_a}\right)^2}},$$

где W_a , W_p – соответственно расход активной (кВт·ч) и реактивной (квар·ч) энергий за промежуток времени.

Реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями, определяется их конструктивными особенностями. Величина ее почти не зависит от нагрузки и составляет 20 – 40% полной мощности. Коэффициент мощности асинхронных электродвигателей достигает максимального значения при номинальной нагрузке, а при холостом ходу не превышает 0,2.

Реактивная мощность, потребляемая трансформаторами, также мало зависит от степени их загрузки и составляет для мощных трансформаторов 4 – 6% номинальной мощности, а для трансформаторов средней и малой мощности 7 – 10%.

Основные факторы, влияющие на снижение коэффициента мощности:

- несовершенство конструкций асинхронных двигателей и трансформаторов;
- недогрузка асинхронных двигателей и трансформаторов;
- применение двигателей закрытого типа с относительно большим объемом магнитной цепи (при $U = \text{const}$ и $f = \text{const}$ реактивная мощность пропорциональна объему магнитной цепи);
- применение тихоходных асинхронных двигателей;

- необоснованное в ряде случаев применение асинхронных двигателей с фазным ротором;

- низкое качество ремонта двигателей, связанное с обточкой роторов, расточкой пазов, изменениями технических данных обмоток и т.п.

Важно, что повышение напряжения на 1% приводит к росту реактивной мощности асинхронного двигателя в среднем на 3%. Уменьшение частоты на 1% при неизменном напряжении вызывает увеличение реактивной мощности трансформатора и асинхронного двигателя приблизительно на 2%.

Потребление реактивной мощности вызывает ряд негативных явлений:

- увеличиваются потери напряжения в электрических сетях:

$$\Delta U = \sqrt{3}I(r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \frac{P_r}{U} + \frac{Q_x}{U};$$

- растут потери мощности: $\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3}$. Подставив в это выражение значение полного тока, полученное с помощью активной составляющей, получим:

$$\Delta P = \frac{3I_a^2 r}{\cos^2 \varphi} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

то есть с уменьшением коэффициента мощности потери мощности растут в квадрате;

- увеличиваются сечения проводников при сохранении одной и той же потери мощности. Используя величину $r = \frac{L}{\gamma S}$, запишем:

$$S = \frac{3I_a^2 r}{\cos^2 \varphi \Delta P} 10^{-3}, \text{ мм}^2;$$

- увеличиваются мощности и размеры генераторов, трансформаторов, а также коммутационных аппаратов.

На горных предприятиях суммарная установленная мощность асинхронных электродвигателей составляет приблизительно 90% от общей мощности ЭП, причем на их долю приходится около 60% всей потребляемой реактивной мощности. Поэтому снижение потребления реактивной мощности асинхронными двигателями имеет первостепенное значение.

Существующие способы и средства повышения коэффициента мощности системы электроснабжения можно разделить на две группы:

- не требующие применения специальных компенсирующих устройств;
- требующие применения компенсирующих устройств.

К первой группе относятся:

- упорядочение технологического процесса, обеспечивающее улучшение энергетического режима электроустановок и уменьшение потребления реактивной мощности;
- правильный выбор мощности асинхронных двигателей и обеспечение их полной загрузки;

- замена малозагруженных асинхронных электродвигателей двигателями меньшей мощности, которая всегда целесообразна при загрузке последних менее 45% номинальной мощности. При загрузке от 45 до 75% возможность замены определяется экономической целесообразностью;

- переключение обмоток статора малозагруженных двигателей с треугольника на звезду. При этом фазное напряжение уменьшается в $\sqrt{3}$ раз и соответственно этому — магнитный поток и реактивный (намагничивающий) ток. Однако это возможно только

при загрузке двигателя менее 0,4 номинальной мощности, поскольку вращающий момент электродвигателя при этом уменьшается в три раза;

- применение ограничителей холостого хода асинхронных электродвигателей, потому что в этом режиме они потребляют реактивную мощность около 60 – 65% номинального значения;

- при технологической возможности замена асинхронных двигателей с фазным ротором электродвигателями с короткозамкнутым ротором, которые имеют более высокий коэффициент мощности и КПД;

- повышение качества ремонта асинхронных электродвигателей;

- применение синхронных двигателей вместо асинхронных там, где это возможно по условиям технологического процесса;

- организация рациональной работы трансформаторов, которая заключается в повышении их загрузки в технически допустимых границах, отключении части трансформаторов в выходные дни и ночные смены при их резервировании.

Если перечисленные мероприятия по снижению реактивной мощности не приводят к необходимым результатам, то компенсация реактивной мощности (перенос источника реактивной мощности как можно ближе к потребителю) осуществляется за счет синхронных двигателей, статических конденсаторов и синхронных компенсаторов.

Синхронные электродвигатели применяются для привода мощных машин, которые устанавливаются на поверхности шахт (компрессорные установки, ВГП, подъемные установки по системе генератор-двигатель). Поэтому они в первую очередь используются для компенсации реактивной мощности. Синхронный электродвигатель, выполняя полезную работу, при перевозбуждении или недостаточной загрузке становится генератором реактивной мощности с опережающим (отрицательным) коэффициентом мощности. Следовательно, изменяя ток возбуждения, можно плавно регулировать значение $\cos\varphi$. При перегрузке (перегреве) синхронного электродвигателя необходимо уменьшить ток возбуждения, что приведет к снижению его компенсирующей способности.

Компенсация реактивной мощности также может быть достигнута применением синхронных компенсаторов, которые представляют собой синхронный электродвигатель специальной конструкции, который функционирует в режиме генератора реактивной мощности с регулируемым током возбуждения. При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность, а при недо возбуждении являются ее потребителями. Эти свойства синхронных компенсаторов позволяют плавно регулировать значение генерируемой реактивной мощности. Устанавливаются они в основном на крупных районных подстанциях энергосистем.

Наиболее широкое применение нашли статические конденсаторы. Чтобы получить конденсаторную установку необходимой мощности, отдельные конденсаторы комплектуются в батарею с помощью последовательного, параллельного или смешанного соединения. Мощность одной батареи на напряжение 6 (10) кВ не должна превышать 1500 квар. Конденсаторные установки могут применяться при индивидуальной, групповой или централизованной компенсации реактивной мощности. При индивидуальной компенсации конденсаторы устанавливаются непосредственно возле отдельных электродвигателей и подключаются к общим зажимам или шинам, разгружая от реактивной мощности всю электрическую сеть. Однако в этом случае компенсирующая способность конденсаторов не используется при выключении электродвигателя.

Лучше используются конденсаторные установки при групповой компенсации, когда они подключаются к высоковольтным или низковольтным распределительным пунктам. В этом случае питающие РПП сети разгружаются от реактивной мощности. При ус-

тановке конденсаторов в подземных выработках (на ЦПП или РПП-6 кВ) может быть достигнуто уменьшение необходимого количества и сечения ствольных кабелей.

При централизованной компенсации батареи статических конденсаторов устанавливают в помещении ГПП. Это обеспечивает разгрузку от реактивной мощности системы внешнего электроснабжения шахты и энергосистемы.

Компенсация реактивной мощности статическими конденсаторами – это наиболее экономичный способ. Потери активной мощности на выработку 1 квар реактивной энергии составляет 2,5 – 5 Вт, что значительно ниже, чем для других способов компенсации. Кроме того, статические конденсаторы – бесшумные и надежные в работе, удобные в эксплуатации. Вместе с этим следует отметить их значительную чувствительность к токам высших гармоник и короткого замыкания, перенапряжениям, а также малый срок службы (8–10 лет) и зависимость генерируемой мощности от напряжения.

Реактивная мощность конденсаторной батареи, соединенной в треугольник:

$$Q = 3\omega CU_{ном}^2 \cdot 10^{-3}, \text{ квар,}$$

где ω – угловая частота при частоте тока f , Гц; C – емкость конденсаторной батареи, мкФ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, В.

Как видим, для создания батарей одинаковой мощности емкость статических конденсаторов должна быть при напряжении 660 В в 83 раза больше, чем при напряжении 6000 В, а при напряжении 380 В – соответственно в 249 раз.

Необходимая мощность батарей статических конденсаторов определяется:

$$Q_{ку} = P_{cp} (\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2), \text{ квар,}$$

где P_{cp} – среднегодовая активная нагрузка предприятия (кВт), определяемая делением годового расхода активной энергии W_p на количество часов работы предприятия на протяжении года T_p : $P_{cp} = W_p / T_p$. Для двусменных предприятий $T_p = 4000$ ч, трехсменных – 6000, для предприятий, работающих непрерывно, $T_p = 8000$ ч; $\text{tg}\varphi_1$ – фактический коэффициент реактивной мощности в среднем за год:

$$\text{tg}\varphi_1 = \frac{WQ_c}{WP_a},$$

где WP_a , WQ_c – соответственно годовое потребление активной и реактивной энергии по данным счетчиков активной и реактивной энергии, установленных на границе раздела балансовой принадлежности электросетей;

$\text{tg}\varphi_2$ – граничный коэффициент реактивной мощности при отсутствии надбавки за потребляемую реактивную мощность, для потребителей электроэнергии (кроме бытовых)

$$\text{tg}\varphi_2 = 0,25 \quad (\cos\varphi_2 = 0,97).$$

По необходимой мощности компенсирующих устройств выбирают конденсаторные батареи и места их установки.

8.2 Удельные нормы электропотребления

Удельным расходом электроэнергии называется количество электроэнергии WP_a , потраченной предприятием на производство единицы продукции M , кВт·ч/ед.:

$$\omega = \frac{WP_a}{M}.$$

Удельный расход электроэнергии является одним из экономических показателей работы предприятия. Он определяется чаще всего экспериментальным путем на основе статистических данных о расходе электроэнергии и достигнутой производительности.

Расход электроэнергии на добычу 1 т полезного ископаемого, установленный планом для шахты или рудника, называется нормой удельного расхода электроэнергии. Нужно отметить несовершенство существующей методики определения норм электропотребления, что приводит к значительным расхождениям в нормах расхода электроэнергии среди шахт, работающих с аналогичными технологиями, одинаковым уровнем механизации работ и приблизительно одинаковой мощностью. Это связано с тем, что удельные нормы электропотребления состоят из расходов как на выполнение полезной работы, так и на непроизводственные потребности. Потребляемая шахтой электроэнергия WP_a может быть разделена на две составляющие: постоянную WP_{an} – расход электроэнергии, непосредственно не связанный с добычей угля (вентиляция, водоотлив, освещение и др.), и переменную WP_{ap} – для выполнения полезной работы (добычи).

Удельный вес постоянной составляющей в среднем по угольной промышленности составляет около 70%. Структура электропотребления на угольных шахтах по основным технологическим процессам характеризуется такими средними показателями (%): добыча и транспортировка угля из очистных забоев – 8; подземный транспорт – 12; проведение подготовительных выработок – 10; подъемные установки – 20; вентиляция – 20; водоотливные установки – 17,6; компрессорные установки – 10,6 и другие ЭП – 10,8.

С учетом вышеприведенных рассуждений, удельный расход электроэнергии:

$$\omega = \frac{WP_{an}}{M} + \frac{WP_{ap}}{M}, \text{ кВт}\cdot\text{ч/т.}$$

Как видим, при увеличении производительности шахты уменьшается доля постоянной составляющей расхода, приходящейся на тонну полезного ископаемого. Это приводит к снижению удельного расхода электроэнергии.

Определение плановой общешахтной нормы электропотребления начинается с расчета технологических норм по отдельным процессам (отбой и доставка, бурение шпуров и скважин, подъем, водоотлив, вентиляция и т.д.). После этого их приводят к тонне полезного ископаемого и определяют общешахтную норму электропотребления.

Удельные нормы электропотребления по отдельным технологическим процессам изменяются в широких границах и зависят от горно-геологических условий, схемы вскрытия и способа подготовки шахтного поля, средств механизации добычи полезного ископаемого, размеров шахтного поля и многих других факторов. Так, например, удельное электропотребление по шахтам колеблется от 39,7 кВт·ч/т в Западном Донбассе до 412,3 кВт·ч/т в центральных районах Донбасса (среднее значение 100–150 кВт·ч/т). При этом шахты со значительным объемом добычи угля имеют самое низкое удельное электропотребление, а на шахтах с небольшим объемом добычи угля наблюдается низкая энергоэффективность, что обусловлено высоким уровнем постоянной составляющей электропотребления. В свою очередь низкая энергоэффективность является причиной высокой стоимости угля. Стоимость электроэнергии в общей себестоимости угля составляет до 20%, а для некоторых угледобывающих компаний – до 40–50%.

Снижение величины фактического удельного электропотребления может быть достигнуто внедрением организационных и технических мероприятий, направленных как на применение отдельных более экономичных технологических процессов, так и на уменьшение потерь электроэнергии.

8.3 Расчеты за электропотребление

Контроль расхода электроэнергии промышленными предприятиями осуществляется счетчиками активной и реактивной энергии. Возможны два вида учета потребляемой

электроэнергии: коммерческий и технический. Коммерческий учет осуществляется для расчетов с энергоснабжающей организацией, а технический – для анализа расхода электроэнергии на самом предприятии.

Все потребители электрической энергии разделяются на девять групп:

1 – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной электрической мощностью 750 кВА и больше;

2 – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной электрической мощностью до 750 кВА;

3 – оптовые потребители-перепродавцы;

4 – производственные сельскохозяйственные потребители;

5 – электрифицированный железнодорожный транспорт;

6 – электрифицированный городской транспорт;

7 – непромышленные потребители;

8 – население;

9 – населенные пункты.

Оплата активной электрической энергии независимо от тарифной группы (кроме бытовых) осуществляется по рыночному розничному одноставочному тарифу, то есть по расходу электроэнергии, учтенному счетчиками активной энергии.

Месячная плата за электрическую энергию определяется:

$$Z_m = aWP_m,$$

где WP_m – потребленная активная энергия за месяц, кВт·ч; a – рыночный розничный одноставочный тариф, грн/кВт·ч (устанавливается для каждой энергоснабжающей организации и утверждается Национальной комиссией по вопросам регулирования электроэнергетики (НКРЭ)).

Для регулирования режимов работы энергетической системы Украины применяется одноставочный тариф, дифференцированный по периодам времени суток (пиковый, полупиковый, ночной). Ставка тарифа для потребителей 1-го (напряжение 35 кВ и выше) и 2-го (напряжение до 35 кВ) классов и соответственно тарифных групп для каждого периода времени определяется путем умножения установленного тарифа на соответствующий коэффициент (табл. 10).

Таблица 10 – Тарифные зоны и тарифные коэффициенты

Сезон	Тарифные зоны		
	Ночной провал	Полупик	Пик
Зимний (ноябрь, декабрь, январь, февраль)	23.00-6.00	6.00-8.00 10.00-17.00 21.00-23.00	8.00-10.00 17.00-21.00
Осенне-весенний (март, апрель, сентябрь, октябрь)	23.00-6.00	6.00-8.00 10.00-18.00 22.00-23.00	8.00-10.00 18.00-22.00
Летний (май – август)	24.00-7.00	7.00-8.00 11.00-20.00 23.00-24.00	8.00-11.00 20.00-23.00
Тарифный коэффициент k_i	0,35	1,02	1,68

Примечание. Приведенные тарифные зоны и коэффициенты могут изменяться.

Дифференцированный тариф применяется при наличии на предприятии автоматизированной системы учета электроэнергии. Месячная плата при таком тарифе:

$$Z_m = k_n a WP_{m,n} + k_{nn} a WP_{m,nn} + k_p a WP_{m,p},$$

где k_n, k_{nn}, k_n – тарифные коэффициенты (табл.10) за электроэнергию, потребляемую в пиковой, полупиковой и ночной зонах суток соответственно; $WP_{м.п.}, WP_{м.пп}, WP_{м.н}$ – расход электроэнергии в пиковой, полупиковой и ночной зонах суток соответственно за месяц, кВт·ч.

Кроме платы за активную энергию, в расчетах со всеми потребителями (кроме населения), которые имеют суммарное среднемесячное потребление активной электроэнергии по всем точкам учета на одной площадке 5000 кВт·ч и больше, назначается плата за реактивную энергию (площадками называются территориально разделенные объекты потребителя, которые не имеют внутренних электрических связей между собой).

Учет потребляемой реактивной энергии может осуществляться традиционными счетчиками реактивной энергии или счетчиками зонного учета, которые фиксируют потребление реактивной мощности в каждой зоне суточного графика.

Плата за потребляемую и генерируемую реактивную энергию определяется:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

где $П1$ – основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную электроэнергию; $П2$ – надбавка за недостаточное оснащение электрической сети потребителя средствами компенсации реактивной мощности (КРМ); $П3$ – скидка оплаты, если потребитель принимает участие в оптимальном суточном регулировании режимов энергоснабжающей организации в расчетном периоде.

Основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную электроэнергию:

$$П1 = \sum_{i=1}^n (WQ_{ni} + kWQ_{zi}) Da, \text{ грн},$$

где n – количество точек расчетного учета электроэнергии; WQ_{ni} – потребляемая реактивная энергия в i -й точке учета за расчетный период времени, квар·ч; WQ_{zi} – генерируемая реактивная энергия в сеть энергоснабжающей организации в i -й точке учета за расчетный период времени, квар·ч; $k = 3$ – нормативный коэффициент учета убытков энергосистемы от генерации реактивной энергии из сети потребителя; D – суммарный экономический эквивалент реактивной мощности, который приводится в договоре на поставку электроэнергии, кВт/квар; a – фактическая средняя закупочная цена (тариф) на электроэнергию за расчетный период времени, грн/кВт·ч.

При зонном учете основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную энергию определяется так:

$$П1 = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{\gamma=1}^m WQ_{ni\gamma} k_{n\gamma} + kWQ_{zni} \right) Da, \text{ грн},$$

где m – количество зон суточного графика электрической нагрузки энергоснабжающей организации; γ – номер зоны суточного графика; $WQ_{ni\gamma}$ – потребляемая реактивная энергия в i -й точке учета γ -й зоны расчетного периода времени, квар·ч; WQ_{zni} – генерация реактивной энергии в сеть энергоснабжающей организации в i -й точке учета в ночных провалах суточных графиков нагрузки расчетного периода времени, квар·ч; $k_{n\gamma}$ – тарифный коэффициент.

Надбавка за недостаточное оснащение электрической сети потребителя средствами КРМ рассчитывается:

$$П2 = П1 C_{\text{баз}} (k_{\varphi} - 1), \text{ грн},$$

где $П1$ – суммарная основная плата за реактивную энергию; $C_{\text{баз}} = 1,0$ – нормативное базовое значение коэффициента стимулирования капитальных вложений в средства КРМ в электрических сетях потребителя; k_{φ} – коэффициент, зависящий от фактического коэф-

коэффициента реактивной мощности потребителя $\operatorname{tg}\varphi$ за расчетный период времени (справочные данные).

Надбавка *П2* применяется, если фактический коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ больше граничного значения $\operatorname{tg}\varphi_2 = 0,25$, что отвечает $\cos\varphi_2 = 0,97$.

Тогда фактический коэффициент реактивной мощности

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{WQ_c}{WP_a},$$

где WP_a , WQ_c – потребляемая активная и реактивная энергия за расчетный период времени соответственно.

Расход реактивной электроэнергии потребителем без приборов ее учета за расчетный период времени принимаются в зависимости от потребляемой активной энергии и значения нормативного коэффициента реактивной мощности, который составляет:

- 1,0 – для тяговых подстанций железнодорожного транспорта переменного тока;
- 0,5 – для тяговых подстанций железнодорожного транспорта постоянного тока, метрополитена и городского электротранспорта;
- 0,8 – для других потребителей.

Скидка платы за реактивную энергию возможна только при достаточной оснащенности электрической сети потребителя средствами КРМ, выполнении потребителем обусловленного энергоснабжающей организацией суточного графика потребления и генерации электроэнергии и наличия зонного ее учета. Графики потребления и генерации приводятся в договоре на поставку электроэнергии.