

ЛЕКЦИЯ 3.3.
ВИДЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ И ГРАФИКИ
НАГРУЗОК

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ

Особенностью работы электрических станций является то, что общее количество электрической энергии, вырабатываемой ими в каждый момент времени, почти полностью соответствует потребляемой энергии.

В настоящее время электрические станции работают обычно параллельно в энергетической системе, покрывая общую электрическую нагрузку системы и одновременно тепловую нагрузку своего района (если станция неконденсационная). Однако имеются отдельные электростанции местного значения, предназначенные для обслуживания района, которые не подсоединены к системе. В этих редких случаях электрическая станция берет на себя общую электрическую нагрузку района.

Во всех случаях суммарная электрическая нагрузка промышленного района складывается в основном из нагрузки, связанной с обеспечением потребителя электроэнергией для производственных целей, привода двигателей железнодорожного и городского транспорта, и нагрузки, связанной с расходом энергии на освещение и бытовые нужды.

Составляющие суммарной нагрузки изменяются как в течение суток, так и в течение года.

Графическое изображение зависимости электропотребления от времени называют *графиком электрической нагрузки* (рис. 1).

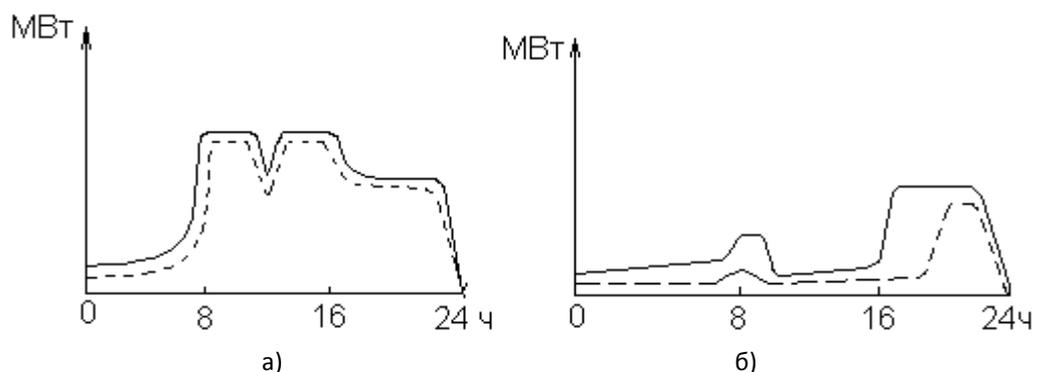


Рис. 1. Суточные графики электрической нагрузки:
а – промышленная нагрузка; б – осветительно-бытовая нагрузка

Для выбора мощности электростанции решающее значение имеет максимум электрической нагрузки, определяемый наложением максимумов промышленной и осветительной нагрузок. Для средней полосы нашей страны такое наложение максимумов происходит около 16–17 ч дня в декабре–январе, когда работает еще дневная смена на промышленных предприятиях и включается освещение.

В зимнем суточном графике нагрузки характерны два максимума – утренний (8 ч утра) и дневной (абсолютный максимум). В летнем суточном графике (а также в весеннем и осеннем) наблюдается три локальных максимума – утренний и дневной от промышленной и вечерний, более поздний, – от осветительной нагрузки. Площадь под графиком суточной нагрузки определяет суточную выработку электрической энергии, кВт·ч/сут.

$$\mathcal{E}_{\text{сут}} = \int_0^{24} NdT. \quad (1)$$

Общая нагрузка электрической станции составляется из нагрузок потребителей, а также расходов электрической энергии на собственные нужды электрической станции и на покрытие потерь в электрических сетях.

Выбор способа снижения мощности электрической станции в периоды ночного провала, а также уменьшения нагрузки в выходные дни – одна из серьезных задач эксплуатации станции.

Максимум электрической нагрузки, наступающий в зимнее время во второй половине дня, определяет общий суточный максимум электрической нагрузки и общую мощность работающих агрегатов, необходимых для обеспечения электроэнергией всех потребителей.

Если станция работает изолированно, то суммарный график электрической нагрузки данного района совпадает с электрической нагрузкой электростанции. Однако обычно электростанция отдает энергию в общую систему, и суммарный график электрической нагрузки характеризует работу системы (района), а нагрузка электростанции определяется тем, как распределяется общая электрическая нагрузка системы по отдельным электростанциям диспетчерской службой.

Отношение ночной минимальной к дневной максимальной нагрузке называют *коэффициентом неравномерности суточного графика*:

$$f = N_{\text{мин}} / N_{\text{мах}}. \quad (2)$$

Характерным для суточного графика является также *коэффициент использования максимальной нагрузки*:

$$g = \mathcal{E}_{\text{сут}} / (N_{\text{макс}} T_{\text{сут}}). \quad (3)$$

Очень существенен годовой график продолжительности электрических нагрузок. Площадь под этим графиком нагрузки равна годовой выработке электрической энергии

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \int_0^{T_{\text{год}}} N dT, \quad (4)$$

где $T_{\text{год}} = 8260$ число часов в году (не високосный).

Важной характеристикой является годовое число часов использования максимальной мощности:

$$T_{\text{макс}} = \mathcal{E}_{\text{год}} / N_{\text{макс}}. \quad (5)$$

По $N_{\text{макс}}$ и $T_{\text{макс}}$ определяют годовую выработку электрической энергии

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{макс}} T_{\text{макс}}, \quad (6)$$

следовательно, *коэффициент использования годовой максимальной нагрузки* равен:

$$g_{\text{макс}}^{\text{год}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{макс}} T_{\text{год}}} = \frac{N_{\text{макс}} T_{\text{макс}}}{N_{\text{макс}} T_{\text{год}}} = \frac{T_{\text{макс}}}{T_{\text{год}}}, \quad (7)$$

где $T_{\text{год}} = 8260$ ч, $T_{\text{макс}} = 5000\text{--}5500$ ч/год – среднее значение для энергосистем.

Обычно в покрытии годового графика нагрузки системы участвуют агрегаты и электростанции разной экономичности. Распределение суммарной нагрузки по отдельным электростанциям (агрегатам) в соответствии с общим графиком должно вестись так, чтобы обеспечить наиболее экономичную работу системы в целом. Этого можно достичь, если электростанции, имеющие меньшие издержки на топливо и эксплуатационные расходы,

будут загружаться на большее число часов использования в году, а электростанции с большими издержками на топливо и большими эксплуатационными расходами – на меньшее число часов.

Электростанции, работающие с возможной наибольшей нагрузкой значительную часть года, называются *базовыми*, электростанции, используемые только в течение части года для покрытия «пиковой» нагрузки, называются *пиковыми*.

Наряду с базовыми и пиковыми электростанциями в системе имеется ряд электростанций, которые несут промежуточную нагрузку между базовой и пиковой.

Суточный график электрической нагрузки покрывается базовыми, пиковыми и полупиковыми электростанциями (агрегатами). При этом базовые электростанции работают непрерывно с полной (номинальной) нагрузкой, а пиковые включаются лишь в часы, когда требуется покрывать верхнюю часть графика. Полупиковые установки при уменьшении общей электрической нагрузки либо переводятся на пониженные нагрузки, либо выводятся в резерв. Многие агрегаты, несущие промежуточную нагрузку, останавливаются также на субботу, воскресенье и праздничные дни.

В настоящее время капиталовложения в атомные электростанции выше, чем в тепловые равной мощности, но строятся ТЭС в основном в районах дорогого органического топлива. Поэтому стоимость топлива (ядерного горючего), рассчитанная на 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии, оказывается здесь более низкой, чем на других электростанциях, а амортизационные отчисления более высокими. Следовательно, атомные электростанции надо рассматривать в системе как базовые электростанции. Использование АЭС для покрытия промежуточных электрических нагрузок экономически нецелесообразно. Однако в часы значительного уменьшения электропотребления, особенно если продолжительность такого режима невелика, они могут быть частично разгружены. Оборудование АЭС обычно позволяет разгружать установку и увеличивать мощность ее довольно быстро.

В качестве пиковых могут сооружаться электростанции, специально предназначенные для этой цели. Они должны располагаться вблизи потребителей и быть приспособленными для частого пуска и останова. Стоимость этих электростанций должна быть значительно ниже, чем базовых, т.к. число часов использования их невелико. КПД пиковой установки может быть невысоким.

Для покрытия пиковых нагрузок могут также использоваться установки, работающие на дорогом органическом топливе, и электростанции с устаревшим оборудованием, а также гидравлические электростанции. Однако в паводковый период, когда запасы воды достигают предельно допустимых значений, гидроэлектростанциям

необходимо отводить базовую нагрузку.

Одной из основных характеристик электростанции является ее *установленная мощность*, которая определяется как сумма *номинальных мощностей* всех турбогенераторов. При этом под *номинальной мощностью* понимают наибольшую мощность, при которой турбогенератор может работать длительное время в режимах, устанавливаемых техническими условиями.

Мощность устанавливаемых в энергосистеме энергетических блоков (так называемая установленная мощность $N_{уст}$) включает резерв мощности и превышает максимальную нагрузку $N_{макс}$ на эту величину, что учитывается коэффициентом резерва

$$\rho = N_{уст} / N_{макс} \cdot \quad (8)$$

В соответствии с формулами (2.5) и (2.7) годовое число часов использования установленной мощности

$$T_{уст} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{уст}} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{\rho N_{макс}} = \frac{g_{макс}^{год} N_{макс} T_{год}}{\rho N_{макс}} = \frac{g_{макс}^{год}}{\rho} T_{год} = g_{уст}^{год} T_{год}, \quad (9)$$

где $g_{уст}^{год} = g_{макс}^{год} / \rho$ – коэффициент использования установленной мощности.

Число часов использования установленной мощности зависит от того, в каком режиме работает электростанция, т.е. является ли она базовой, пиковой или несет промежуточную нагрузку. Для электростанций, работающих с базовой нагрузкой, число часов использования установленной мощности обычно равно 6000–7000 ч/год, а для специальных пиковых установок может составлять 2000–3000 ч/год.

Графики электрических нагрузок используются при планировании электрических нагрузок электростанций и систем, распределении нагрузок между отдельными электростанциями и агрегатами; в расчетах по выбору состава рабочего и резервного оборудования, определению требуемой установленной мощности и необходимого резерва, числа и единичной мощности агрегатов; при разработке планов ремонта оборудования и определении ремонтного резерва, а также для решения ряда других задач.

ТЕПЛОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ

Важная особенность ТЭС – возможность использования отработавшей теплоты для

нужд промышленности и быта.

Тепловая энергия направляется теплоэлектростанциями двум основным видам потребителей – *промышленным и коммунальным*. В промышленности тепловая энергия используется преимущественно для технологических процессов. Тепло для этой цели отпускают обычно с перегретым паром давлением примерно 1,3–1,5 МПа. Коммунальное потребление включает расход тепла на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий и на бытовые нужды. Эти виды потребления удовлетворяют горячей водой с максимальной температурой в городских тепловых сетях до 150 °С.

Тепловая нагрузка ТЭЦ, как и электрическая, изменяется во времени. Суточный график *промышленной* тепловой нагрузки аналогичен графику электрической промышленной нагрузки; форма этого графика определяется в основном сменностью предприятий и соотношением количеств потребляемого ими тепла (с паром). Летнее потребление технологического пара меньше зимнего в связи с ремонтом оборудования и снижением в летнее время потерь тепла в окружающую среду. Промышленное тепловое потребление характеризуется неравномерностью в течение суток и относительной равномерностью в течение года.

Отопительно-вентиляционное потребление характеризуется суточной равномерностью и годовой неравномерностью, поскольку является сезонным. В теплое время года отопительная нагрузка отсутствует. Бытовая тепловая нагрузка (горячее водоснабжение) городов и поселков РФ возрастает с увеличением охвата населения централизованным теплоснабжением.

Суточный график бытового потребления тепла населением неравномерен, имея незначительный максимум утром и основной максимум в вечерние часы, в особенности в конце рабочей недели. За годовой период бытовую тепловую нагрузку принимают приближенной постоянной, снижая ее несколько в летнее время.

Наличие круглогодичной бытовой тепловой нагрузки улучшает энергетические и технико-экономические показатели ТЭЦ, т.к. увеличивает энергетически выгодную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

«Режимные» показатели, применяемые для электрических нагрузок, применяют и для тепловых нагрузок. Так, существенное значение имеет *число часов использования максимума тепловой нагрузки* в году; этот показатель составляет, ч/год:

– для промышленной технологической нагрузки

$$T_{\text{П.м.}} = \frac{Q_{\text{П.г.}}}{Q_{\text{П.м.}}} \approx \frac{D_{\text{П.г.}}}{D_{\text{П.м.}}}, \quad (10)$$

– для отопительной нагрузки

$$T_{Т.М.} = \frac{Q_{Т.Г.}}{Q_{Т.М.}}, \quad (11)$$

где $Q_{П.Г.}$ и $Q_{Т.Г.}$ – соответственно годовой отпуск тепла на производство и на отопление;
 $Q_{П.М.}$ и $Q_{Т.М.}$ – максимальный часовой отпуск тепла производству и на отопление; $D_{П.Г.}$
и $D_{П.М.}$ – годовой и максимальный часовой отпуск пара на производство.

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

ТИПЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Тип тепловой электрической станции на органическом топливе определяют следующие факторы.

1. *Вид используемого топлива.* Различают ТЭС на твердом, жидком и газовом топливе (см. разд. I), на двух или на всех трех видах топлива. В настоящее время на ТЭС РФ, странах СНГ и за рубежом наряду с твердым топливом (каменные и бурые угли и др.) применяют жидкое (мазут, реже сырую нефть, обычно высокосернистые) и газовое (природный газ). Переход на жидкое и газовое топливо значительно упрощает и удешевляет топливное хозяйство электростанции. Использование природного газа способствует также чистоте воздушного бассейна.

2. *Вид отпускаемой энергии (энергетическое назначение).* Различают *конденсационные* электростанции (КЭС) – с паровыми конденсационными турбоагрегатами, отпускающие энергию одного вида – электрическую, и *теплоэлектроцентрали*, отпускающие внешним потребителям электрическую энергию и тепловую энергию с паром или горячей водой. По характеру теплового потребления различают ТЭС: *промышленного* типа, с отпуском предприятиям пара для технологических процессов; *отопительного* типа, с отпуском тепла обычно с горячей водой для отопления и вентиляции зданий и для бытовых нужд населения; *промышленно-отопительного* типа, с отпуском пара и горячей воды для технологических и отопительных нужд.

Конденсационным электростанциям районного значения в РФ и странах СНГ присваивают обычно название ГРЭС (государственная районная электрическая станция),

например, Каширская ГРЭС, Конаковская ГРЭС и др.

Электрическая мощность КЭС в РФ составляет около 2/3 всей электрической мощности тепловых электростанций страны (около 1/3 мощности – на ТЭЦ). Однако по общему расходу топлива, численности персонала, капитальным вложениям КЭС и ТЭЦ в РФ соизмеримы между собой. ТЭЦ обеспечивают значительную долю экономии топлива в энергохозяйстве страны и существенно улучшают условия жизни населения.

В отдельных случаях на ТЭС смешанного типа устанавливают конденсационные и теплофикационные турбоагрегаты одновременно.

3. *Тип основных тепловых двигателей (турбин) для привода электрогенераторов.* Различают ТЭС с паровыми (ПТ) и газовыми турбинами. Почти исключительное распространение имеют паровые турбины; газовые турбины в РФ имеются лишь на небольшом числе электростанций. Это объясняется тем, что паровые турбины изготовляют больших мощностей в соответствии с возрастающими мощностями электростанций. В РФ работают паровые турбины 150(160), 200 (210) и 300 МВт, а также турбины 500, 800 и 1200 МВт. За рубежом (в США) осваиваются одновальные турбины мощностью 880 МВт и двухвальные 1100–1300 МВт. Мощность одновального турбоагрегата предполагается повысить до 1500 МВт.

Газовые турбины достигли мощности 200 МВт.

Коэффициент полезного действия современных паротурбинных ТЭС достигает 40 %, газотурбинных – пока не выше 28–34 %.

На паротурбинных ТЭС возможно применение любого вида органического топлива (уголь, лигнит, сланцы, торф, мазут, газ). На газотурбинных ТЭС применяют преимущественно газовое или жидкое топливо.

Перспективно применение комбинации паровых и газовых турбин в виде парогазовой установки (ПГУ). На сегодняшний день мощность ПГУ достигает 450 МВт, а КПД таких установок – 53 %, например, Северо-Западная ТЭЦ г. Санкт-Петербург.

4. *Технологическая структура*

Технологическая структура – тип основной технологической схемы. В этом отношении ТЭС делят на блочные и неблочные. Современные конденсационные электростанции, применяющие, как правило, промежуточный перегрев пара, выполняют блочного типа.

При блочной структуре ТЭС каждая турбина питается паром только от относящегося к ней парогенератора – моноблок (рис. 1 а), иногда от двух парогенераторов – дубль-блок (рис. 1).

Соединительные трубопроводы пара свежего и промежуточного перегрева, питательной воды между блоками не выполняют. ТЭС составляется как совокупность отдельных энергоблоков, имеющих лишь вспомогательные связи трубопроводами для пусковых и других целей.

ТЭС с такими схемами дешевле, их управление и автоматизация осуществляются проще. Конденсационные электростанции с начальным давлением 9 МПа и ниже и ТЭЦ с давлением 13 МПа и ниже (те и другие без промежуточного перегрева пара) имеют обычно неблочную структуру, при которой магистрали свежего пара и питательной воды общие для всех парогенераторов. Паровые турбины питаются паром из этих общих магистралей (рис. 1 в и г).

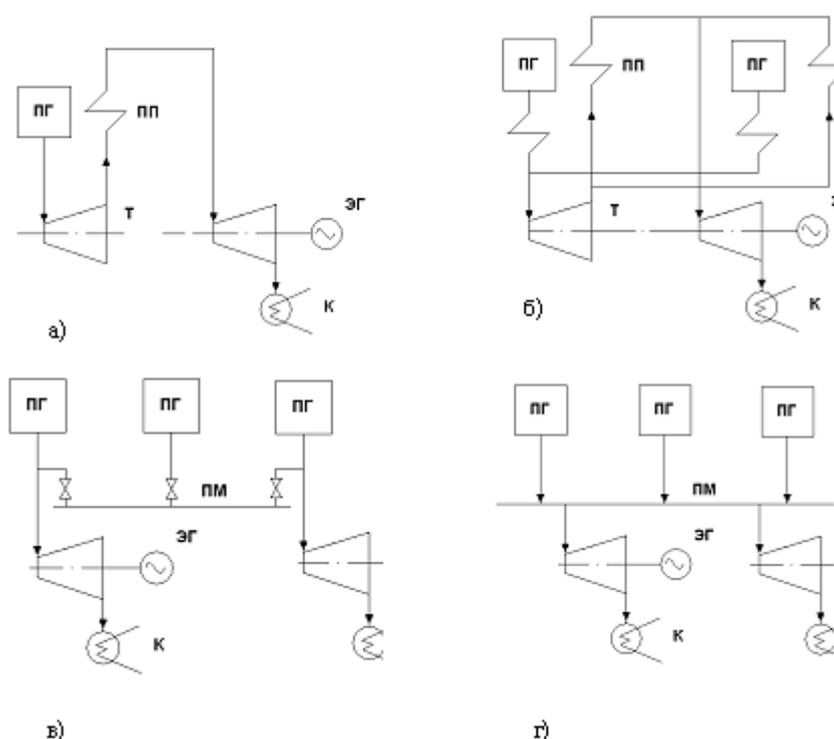


Рис. 1. Технологическая структура электростанции: а – блочная, б – дубли-блочная, в – секционная, г – централизованная ПГ – парогенераторы; ПП – промежуточный пароперегреватель; ПМ – паровые магистрали; ЭГ – электрический генератор; К – конденсатор; Т – турбина

5. *Степень загрузки и использования электрической мощности.* В этом отношении ТЭС разделяют на *базовые*, которые несут равномерную высокую нагрузку и большое число часов использования максимальной нагрузки в течение года с годовым использованием максимальной (установленной) мощности $T_{\text{макс}} = 6000-7500$ ч; *полубазовые* с $T_{\text{макс}} = 4000-6000$ ч; *пиковые* – загружаются в течение суток неравномерно

и имеют низкое использование оборудования в течение года с $T_{\text{макс}}$ до 2000 ч; *полупиковые* – имеют в течение года пониженное использование оборудования с $T_{\text{макс}} = 2000\text{--}4000$ ч.

Электростанции с более совершенным энергооборудованием и лучшими энергетическими показателями загружаются в большей мере. На данной электростанции могут быть различные агрегаты (энергоблоки) с разной степенью совершенства. Соответственно, они загружаются различно, указанное разделение относится и к отдельным агрегатам (энергоблокам).

До последнего времени новые более крупные агрегаты создавались для несения базовых нагрузок. Быстрое изменение их нагрузки, быстрый их пуск затруднительны. Для быстрого набора и изменения нагрузки использовали обычно ранее установленные агрегаты меньшей мощности. Они вытеснялись последовательно более новыми и совершенными агрегатами в полубазовую, полупиковую и даже пиковую область графика нагрузки.

В настоящее время в связи с усилением неравномерности графиков электрической нагрузки (снижением отношения суточной минимальной нагрузки к максимальной) и все уменьшающейся долей агрегатов небольшой мощности создаются специальные полубазовые, полупиковые агрегаты и энергоблоки (РФ – паротурбинные агрегаты и энергоблоки мощностью 500 МВт, 13 МПа, 510/510 °С с упрощенной конструкцией и технологической схемой с повышенной маневренностью). В качестве пиковых агрегатов предполагается использовать газотурбинные установки. Полупиковые и пиковые энергоблоки целесообразно устанавливать на основных электростанциях энергосистемы с базовыми и полубазовыми энергоблоками.

Приведенная классификация тепловых электростанций не является исчерпывающей. Более полно тип электростанции характеризуется еще рядом дополнительных данных, как-то: система технического водоснабжения; способ подготовки топлива и система пылеприготовления; схема отпуска тепла внешним потребителям (для ТЭЦ); способ подготовки добавочной воды парогенераторов; системы очистки дымовых газов и удаления шлаков и золы; способы размещения оборудования в главном корпусе электростанции, зданий и сооружений на ее территории. К этому нужно добавить характеристики электрической части ТЭС и системы ее автоматического управления и контроля.

Перечисленные характеристики ТЭС указывают на их многообразие, обуславливающее индивидуальный, как правило, тип каждой конкретной электростанции.

