

Маневренность ТЭС

Общие положения

Выше уже отмечалось, что режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

Под маневренностью ТЭС следует понимать способность выполнять переменный суточный график электрической нагрузки. На рис. 2-1 приведен суточный график нагрузки энергосистемы N_c . Неравномерность суточного графика электрической нагрузки характеризуется отношением минимальной нагрузки $N_{\text{мин}}$ к максимальной $N_{\text{макс}}$

$$m_0 = \frac{N_{\text{мин}}}{N_{\text{макс}}}.$$

Чем ниже m_0 , тем глубже ночной провал нагрузки и тем больше утренний набор нагрузки.

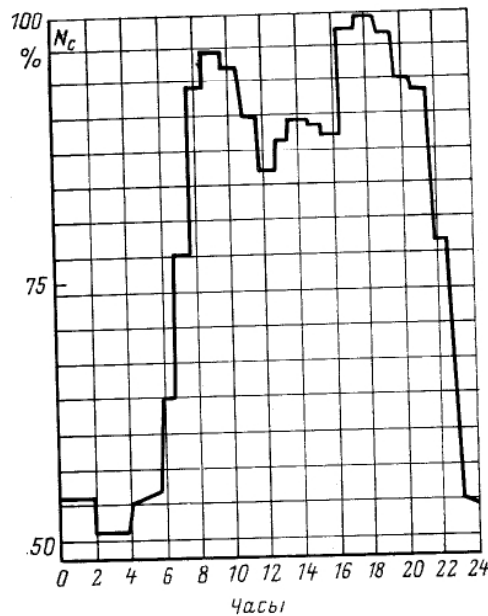


Рис. 2-1. Суточный график электрической нагрузки энергосистемы.

На рис. 2-2 приведен характерный суточный график электрической нагрузки энергоблоков 300 МВт (3×300), из которого видно, что в течение дня вплоть до вечернего максимума энергоблоки несут номинальную нагрузку; после вечернего пика нагрузки энергоблок разгружается до минимально возможной нагрузки, называемой техническим минимумом, утром нагрузка быстро

возрастает с технического минимума до номинальной нагрузки. Как было отмечено, суточный график нагрузки энергоблока формируется с учетом его маневренных характеристик. Энергоблок 300 МВт не приспособлен к ежесуточной остановке, и поэтому приходится ограничиваться разгрузкой его до технического минимума. На том же рис. 2-2 штриховой линией показан суточный график электрической нагрузки маневренного блока 500 МВт, предназначенного для покрытия полупикового графика нагрузки с

ежесуточной остановкой на часы ночного провала с последующим пуском и быстрым нагружением до номинальной нагрузки.

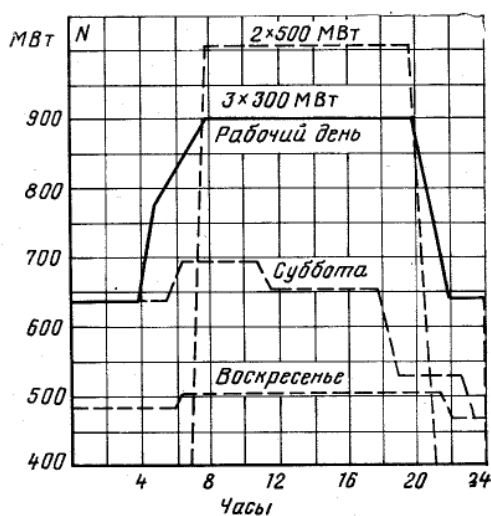


Рис. 2-2. Суточный график электрической нагрузки пылеугольных энергоблоков 300 МВт.

Таким образом, понятие маневренности ТЭС складывается из следующих элементов:

- 1) скорость изменения нагрузки, которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту;
- 2) диапазон изменения мощности от $N_{\text{ном}}$ до $N_{\text{мин}}$. Сюда же следует отнести возможность кратковременной перегрузки до $N_{\text{макс}}$, например за счет

отключения подогревателей высокого давления (ПВД);

- 3) пусковые характеристики энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве различной длительности; вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска; допустимое с точки зрения малоциклового усталости элементов блока число пусков в год и за время службы; пусковые потери топлива.

Следует иметь в виду, что реализация маневренных возможностей энергоблоков в значительной мере зависит от условий топливоснабжения ТЭС, что необходимо учитывать при выборе суточного графика нагрузок ТЭС и отдельных энергоблоков. Так, ограничения в потреблении жидкого топлива, являющегося растопочным топливом для ТЭС, работающих на твердом топливе, сокращают как возможный диапазон нагрузок, так как приходится отказываться от перехода на мазут, так и частые остановки с последующими пусками.

При создании отечественного оборудования ТЭС требования к повышенной маневренности предъявлялись в малой степени, в результате чего маневренные возможности энергоблоков оказались недостаточными для покрытия переменного графика нагрузки. Между тем происходящее из года в год разуплотнение графиков электрической нагрузки энергосистем заставляет все больше привлекать ТЭС к участию в покрытии переменного графика нагрузки. Для обеспечения таких возможностей проводится большая исследовательская, экспериментальная и наладочная работа рядом организаций, энергосистем и электростанций, а также заводов-изготовителей оборудования.

Привлечение теплофикационных турбоустановок к покрытию переменной электрической нагрузки возможно при работе их по электрическому графику, т. е. в основном в летнее время. Изменение

мощности теплофикационных турбин за счет сокращения теплофикационных отборов носит вынужденный характер, так как связано с энергетическими потерями. Так, возможно передать тепловую нагрузку на редуциционно-охладительные установки (РОУ), сохраняя паровую нагрузку энергетических котлов.

При реконструировании конденсационных энергоблоков в теплофикационные маневренность их не снижается, так как возможно снижение мощности путем перевода тепловой нагрузки на пускосбросное устройство (ПСБУ), сохраняя достаточную загрузку котла. Такое снижение тепловой нагрузки, естественно, связано со значительными энергетическими потерями.

В первую очередь к работе в полупиковом режиме используются неблочные КЭС с оборудованием на давление до 9,8 МПа. Так, на КЭС (с поперечными связями) можно останавливать в резерв часть котлов, не останавливая турбины, что исключается для энергоблоков. Поэтому рассмотрение вопросов маневренности начнем с неблочных конденсационных электростанций.

Маневренность неблочных электростанций

Неблочное оборудование КЭС, как правило, является первыми очередями ТЭС, которые впоследствии расширялись энергоблоками. Так, например, на Приднепровской КЭС (ПДГРЭС) неблочная часть включает шесть турбоагрегатов по 100 МВт на давление пара 9,8 МПа (4×ВК-100-5+10×ТП-230 и 2×ВКТ-100+2×ТП-70); станция затем была расширена на четыре энергоблока по 150 МВт (12,75 МПа) и четыре энергоблока по 300 МВт на закритическое давление.

Опыт ПДГРЭС в деле перевода неблочной части в полупиковый, а в отдельные периоды в пиковый режим, широко известен [2-1] и заслуживает распространения.

Обычно при необходимости глубокой разгрузки в ночное время неблочной КЭС, работающей на твердом топливе, возникает необходимость вывода в резерв части котлов с тем, чтобы оставшиеся в работе несли нагрузку, превышающую технический минимум при сжигании пыли.

Для разгрузки турбоагрегатов имеются три возможности:

- 1) снижение нагрузки турбин до минимальной (например, до 10...14 МВт);
- 2) остановка турбин на часы ночного провала нагрузки с последующим пуском их при утреннем наборе нагрузки;
- 3) перевод турбоагрегатов в моторный режим. Следует отметить, что аналогичные проблемы возникали и в странах Западной Европы, причем рассматривались все три перечисленных направления [2-2]. Рассматривался также режим отключения генератора от сети и вращения турбины на малых оборотах. Этот режим встречался также и в отечественной практике, но распространения не получил.

Рассмотрим последовательно перечисленные выше режимы.

Глубокая разгрузка до нагрузки турбины 10...15МВт в эксплуатационном отношении является наиболее простым и надежным режимом, однако он проигрывает по расходу топлива по сравнению с двумя другими методами разгрузки.

При нагрузке 20 МВт удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии возрастает на 154 г по сравнению с номинальной нагрузкой (560 г против 406 г при $N_э=100$ МВт). В то же время надо отметить, что разгрузка оборудования на 9,8 МПа дает значительный положительный эффект за счет снижения в суммарной выработке электроэнергии доли менее экономичных установок.

Особенность пуска котла и турбин на неблочной КЭС состоит в том, что они, в отличие от блочного пуска, могут протекать независимо.

При растопке барабанного котла скорость повышения давления определяется требованиями обеспечения надежности барабана. Допускается скорость повышения температуры насыщения 1,5 °С/мин.

Контроль осуществляется посредством термопары, установленной внутри барабана или пароперепускной трубы.

Проводившиеся исследования температурных напряжений в барабанах показали, что имеется возможность повышения скорости роста температуры насыщения до – 2,5...3,0 °С/мин [2-3, 2-4].

В процессе растопки необходим контроль за температурным режимом барабана. Согласно ПТЭ разность между температурами верха и низа барабана не должна превышать 40°С. Для снижения температурной неравномерности по окружности барабана рекомендуется проводить его обогрев, в частности, питательной водой, которая подается к побудительным соплам, установленным в барабане на расстоянии 60...100 мм от нижней образующей [2-5]. Тщательный контроль за температурным режимом барабана необходим в начальный период растопки котла до достижения давления в барабане $p_6=1$ МПа, так как именно на этот период приходится наибольшие температурные напряжения. При растопке котла из горячего состояния при сохранившемся давлении пара 5...6 МПа указанные операции по контролю за температурным режимом барабана и скоростью повышения температуры практически отпадают.

Для надежного охлаждения труб пароперегревателя рекомендуется стремиться к увеличению выработки пара с тем, чтобы расход пара уже на начальной стадии растопки при $p_6 \leq 1,0$ МПа составлял не менее $0,05D_{ном}$ и возрастал бы постепенно до $0,2D_{ном}$ при $p_6=8$ МПа [2-4]. Поэтому растопочная РОУ должна выбираться на пропуск указанного расхода пара.

В начальный период растопки рекомендуется режим с большими избытками воздуха в топке ($\alpha_T \geq 6$), что позволяет снизить температуру газов на выходе из топки и тем самым снизить тепловую нагрузку пароперегревателя.

Режим растопки завершается включением котла в переключательную паровую магистраль при давлении в барабане, близком к давлению пара в магистрали. После включения котла в паровую магистраль нагрузка его поднимается до номинальной в соответствии с потребностью в паре.

Растопка котлов ведется на растопочном топливе (мазут, природный газ), переход на подачу пыли допускается при нагрузке не ниже 30% от номинальной и более высокой в зависимости от воспламеняемости пыли.

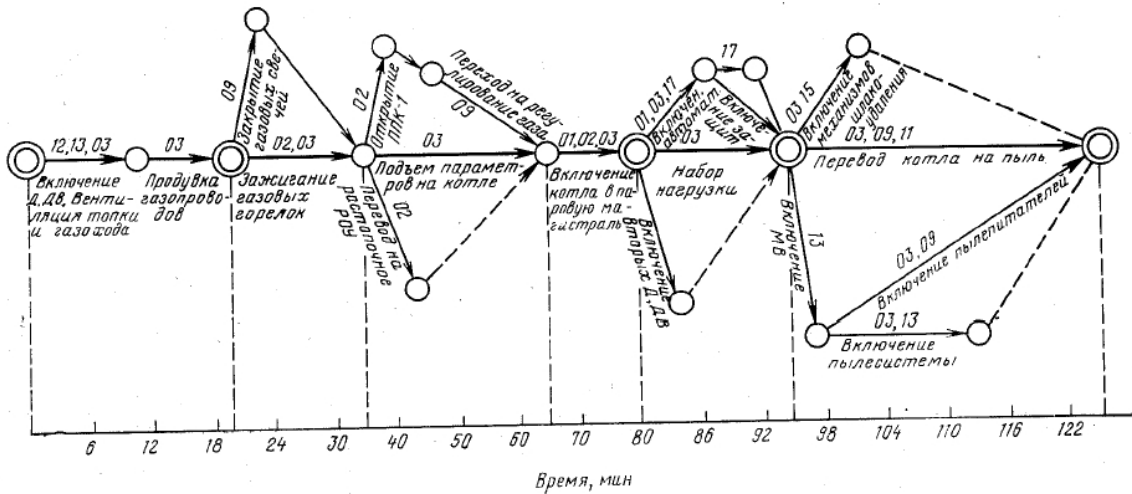


Рис. 2-3. Сетевой график пуска котла ТП-230.

Д—дымосос; ДВ — дутьевой вентилятор; МВ — мельничный вентилятор; ППК-1 — пусковой питательный клапан 1.

На рис. 2-3 приведен примерный сетевой график пуска котла ТП-230 из горячего состояния для случая, когда растопочным топливом является природный газ.

На сетевом графике показана последовательность операций при пуске котла ТП-230 из горячего состояния после вывода в резерв на ночь и участие персонала в их осуществлении (время подготовительных операций к пуску котла не включается в время пуска).

Подготовка перед пуском сводится к следующему:

- 1) в барабане котла устанавливается растопочный уровень;
- 2) подготавливается схема для растопки котла;
- 3) подготавливается схема продувки газопровода;
- 4) основные горелки должны быть расшлакованы и подготовлены к работе на газе;
- 5) мазутные форсунки должны быть готовы к работе;
- 6) сверяются верхние указатели уровней с нижними;
- 7) открывается рециркуляция «барабан – водяной экономайзер».

Персонал, участвующий в пуске котла, и его шифры перечисляются ниже:

Наименование должности	Шифр
Начальник смены	01
Старший машинист котла	02
Машинист котлов 1—2	03
Помощник машиниста котлов 1—10	09
Слесарь	11

Дежурный по дымососам	12
Дежурный по мельничным и дутьевым вентиляторам ..	13
Зольник	15
Обдувщик	16
Приборист	17

При пуске котла из горячего состояния отпадает начальный период растопки и ряд подготовительных операций, время пуска сокращается.

На графике (рис.2-3) растопка котла до включения его в паровую магистраль занимает 65 мин, до полного нагружения 95 мин, весь пуск с переводом на пыль 2 ч.

Для одновременной растопки нескольких котлов необходимо иметь достаточное число растопочных РОУ. Опыт показывает, что возможна одновременная растопка двух котлов на одну РОУ.

Для успешного проведения ежесуточных групповых пусков котлов решающую роль может играть автоматизация пусковых операций.

Пуск турбины на неблочной КЭС осуществляется паром номинальных параметров, подаваемым от переключательной магистрали.

Подача пара для толчка и набора оборотов ротора турбины возможна двумя путями:

- 1) подача пара посредством первого регулирующего клапана к соответствующему сопловому сегменту;
- 2) подача пара через байпас главной паровой задвижки турбины ко всем сопловым сегментам при открытых регулирующих клапанах.

Обычно для турбин К-100-90 применяется второй метод, обеспечивающий равномерный прогрев цилиндра и отсутствие температурного перекося.

Исследованием режимов пуска турбин высокого давления (К-25-90, К-50-90-1, К-50-90-3, К-100-90-2, К-100-90-5, К-100-90-6, ВКТ-100) занимался ряд организаций в 1957—1960 гг. (ЛМЗ, ВТИ, ЮжОРГРЭС).

ВТИ были отработаны быстрые пуски турбин высокого давления из различных температурных состояний [2-6].

Определяющим параметром по рекомендациям ВТИ является температура низа ЦВД перед пуском. Так, при $t_{цвд}=350^{\circ}\text{C}$ режимная карта ВТИ рекомендует после синхронизации нагружать турбину с максимально возможной скоростью до 70 МВт и дальнейшее нагружение с 70 до 100 МВт осуществлять за 14 мин. Для того чтобы после ночной остановки сохранить более высокую $t_{цвд}$ ПДГРЭС отработала режимы быстрой разгрузки перед остановом со скоростью 5 МВт/мин до нагрузки 30 МВт, а затем 10 МВт/мин. Такая ускоренная разгрузка также сокращает малоэкономичную выработку электроэнергии, что дает экономию топлива в энергосистеме.

После набора частоты вращения до намеченного режима вступает в работу регулятор скорости турбины, который дает команду на закрытие регулирующих клапанов 2, 3, 4 и оставляет приоткрытым лишь клапан 1, при этом происходит переход на парциальный подвод пара к соплам регулирующей ступени и расширение его до более низкой температуры. Последнее обстоятельство является причиной захлаживания металла в камере регулирующей ступени. Поэтому важно осуществить синхронизацию

в кратчайший срок и дать сразу нагрузку на турбину. Опыт ПДГРЭС показывает, что тренированный персонал выполняет эту операцию для генератора 100 МВт меньше чем за 5 мин. После синхронизации турбину нагружают в течение 2 мин до 30 МВт, так как большая нагрузка практически неосуществима по возможностям котлов.