

Режимы работы оборудования ТЭС и ГЭС

Характеристики маневренности

1. Диапазон регулирования нагрузки (минимальная и максимальная нагрузки).
2. Скорость изменения нагрузки.
3. Время пуска из различных тепловых состояний.
4. Инерционность переходных процессов изменения нагрузки разных видов оборудования.
5. Мобильность (подхват нагрузки вращающимся резервом при падении частоты в сети).

Способы прохождения минимальных нагрузок графика

1. Разгрузка части или всех турбин в регулировочном диапазоне
(Достоинства - высокая надежность.
Недостатки - низкая экономичность)
2. Останов части турбин с последующим пуском
(Достоинства - высокая экономичность работающих турбин.
Недостатки - низкая надежность при пуске, снижение срока службы металла, затраты топлива на пуск,)
3. Перевод части турбин в моторный режим работы
(Достоинства - более высокая надежность, чем при пуско-остановочном режиме, практически не влияет на срок службы металла, высокая экономичность работающих турбин.
Недостатки – затраты топлива на поддержание моторного режима).

Способы прохождения пиковых нагрузок графика

Если мощности в энергосистеме достаточно, то проблем с прохождением пиковых нагрузок нет.

Если мощности в энергосистеме не достаточно, то для поддержания частоты используют следующие способы:

1. Отключение группы ПВД.
2. Впрыск воды в промежуточные пароперегреватели.
3. Отключение регулируемых отборов теплофикационных турбин.
4. Саморегулирование турбин и потребителей при изменении частоты.
5. Отключение части потребителей.

Маневренность неблочных электростанций

На неблочных КЭС в основном установлены турбины 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 на давление свежего пара 9,8 МПа.

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 турбоагрегатов имеются три возможности:

- 1) снижение нагрузки турбин до минимальной;
- 2) Остановка части турбин на часы ночного провала нагрузки или на выходные дни с последующим пуском их при утреннем наборе нагрузки;
- 3) Перевод части турбоагрегатов в моторный режим.

Диапазон нагрузок энергоблоков

Регулировочный диапазон нагрузок определяется минимально допустимой нагрузкой, которая называется техническим минимумом нагрузки блока.

Технический минимум нагрузки определяется котлом, который лимитирует предел снижения нагрузки. При работе котла на твердом топливе снижение нагрузки лимитируется топочным режимом, устойчивое протекание которого возможно в довольно узком диапазоне. Этот диапазон нагрузок тем уже, чем меньший выход летучих имеет сжигаемое топливо; применение жидкого шлакоудаления усугубляет трудности разгрузки.

Перевод котлов с жидким шлакоудалением в режим сухого шлакоудаления допускается кратковременно, до 2 ч, и лишь как исключение.

*Минимально допустимые нагрузки блоков мощностью
160, 200 и 300 МВт*

Тип блока	Топливо	Шлакоудаление	Минимальная нагрузка блока, % $D_{\text{ном}}$
Моноблок с котлом ТП-90 и турбиной К-160-130	АШ	Жидкое	70
То же	газ		40
Моноблок 200 МВт с котлом ПК-33 и турбиной К-200-130	Челябинский бурый уголь	Сухое	50
Моноблок 200 МВт с котлом ПК-33 и турбиной К-200-130	АШ	Жидкое	70
То же	Донецкий тощий уголь	Жидкое	60
Моноблок 300 МВт с котлом ТПП-100 и турбиной К-300-2400	АШ, Кузнецкий каменный уголь	Жидкое	70
То же	газ		50
То же с котлом ТГМП-314	Газ, мазут		30

Скорость нагружения блока

По условиям регулирования нагрузки в энергосистемах могут потребоваться скорости нагружения блоков (в пределах их регулировочного диапазона) до 5% номинальной мощности в минуту. Скорость же нагружения блока определяется как турбиной, так и котлом.

Нагружение турбины открытием регулирующих клапанов сопровождается повышением температуры пара в паровпускных элементах, в проточной части ЦВД, причем тем большим, чем шире диапазон изменения мощности (при постоянной температуре свежего пара). Это обуславливает возникновение дополнительных температурных разностей и соответствующих термических напряжений в отдельных деталях и увеличение относительного удлинения ротора, которые не должны быть больше допустимых (предельных) безопасных для турбины значений.

В диапазоне мощностей, характеризующемся изменением температуры пара меньшим, чем предельные температурные разности по толщине стенки, скорость нагружения турбины может быть весьма большой (вплоть до мгновенного наброса нагрузки).

Температурное состояние турбины в процессе ее нагружения при скользящем давлении свежего пара и неизменной его температуре практически не меняется. Поэтому скорость нагружения блока в данном случае турбиной не ограничивается и целиком определяется возможностями котла.

Скорость нагружения котла представляет собой изменение его паропроизводительности в единицу времени и выражается либо в т/ч в минуту, либо в кг/с². Таким образом, между этими единицами измерения существует следующая взаимосвязь:

$$1 \text{ кг/с}^2 = 216 \text{ т/ч в минуту.}$$

Допустимая скорость нагружения котла зависит от множества факторов и в каждом конкретном случае определяется экспериментально. Существенную роль при этом играет тип котла. Так, проведенные исследования показали, что наибольшая возможная скорость нагружения барабанного котла определяется температурным режимом пароперегревателя.

Вследствие большой аккумулирующей способности барабанного котла рост его паропроизводительности заметно отстает от повышения тепловыделения в топке при нагружении. В результате этого при строго фиксируемой границе между испарительными и перегревательными поверхностями нагрева тепловосприятие пароперегревателя начинает превышать необходимое для данного расхода пара, что и приводит к росту температуры пара и металла пароперегревателя. Поэтому допустимый уровень температур металла пароперегревателя и оказывается фактором, ограничивающим наибольшую скорость нагружения котла. Некоторые другие факторы, как, например, надежность циркуляции или «набухание» уровня воды в барабане, допускают значительно большие скорости нагружения и в этих условиях, следовательно, не являются определяющими.

Скорость нагружения прямоточного котла условиями надежной гидродинамики не ограничивается и при достаточно совершенной системе регулирования температуры пара определяется лишь его динамическими свойствами и инерционностью топочного устройства. При быстром нагружении котла для поддержания заданной температуры пара и с учетом характера ее изменения в переходном процессе рекомендуется осуществлять опережающее изменение расхода топлива или воды. При скользящем давлении пара можно получить большие скорости нагружения блока, так как аккумулирующая способность прямоточных котлов значительно меньше, чем барабанных.

Пусковые характеристики блоков

В зависимости от исходного теплового состояния оборудования согласно ПТЭ условно различаются следующие режимы пуска блока:

- из горячего состояния – при длительности предшествующего простоя (ориентировочно) менее 6...10 ч;
- из неостывшего – при простое от 6...10 до 70... 90 ч;
- из холодного и близких к нему состояний – при простое более 70...90 ч.

Для блоков с прямоточными котлами дополнительно выделяют еще режим пуска из состояния горячего резерва после простоя блока не более 1 ч; этот режим может быть осуществлен при особых исходных условиях, оговоренных ПТЭ и инструкциями.

Каждой из перечисленных трех групп соответствует определенный исходный уровень температур металла паровпускных частей турбины, определяющий технологические особенности пуска блока. При этом учитывается также то обстоятельство, что оборудование блока остывает неодинаково: быстрее остывают котлы (особенно прямоточные), медленнее — паропроводы, значительно медленнее — отдельные части турбины. Такая картина является следствием различий как в металлоемкости оборудования, так и в условиях отвода тепла.

В соответствии с требованиями ПТЭ пуски блока из любого теплового состояния (кроме состояния горячего резерва) должны осуществляться при скользящих параметрах пара, что сокращает время пуска и нагрузки на оборудование.

Наличие промежуточного перегрева пара также является причиной некоторых особенностей блочного пуска, вытекающих из условий работы промежуточного перегревателя, прогрева системы промежуточного перегрева и пуска турбины.

При пуске турбины требуется довольно тонкое регулирование температуры подаваемого в нее свежего и вторично перегретого пара. Для этого наряду со штатными средствами регулирования необходимы дополнительные пусковые (впрыски, байпасы и т. п.).

В настоящее время пуск энергоблока из горячего состояния составляет 1...2 часа, а из холодного 6...8 часов.

Расход топлива на пуск зависит от теплового состояния металла перед пуском и времени пуска. Максимальный расход топлива при пуске из холодного состояния.

Моторный режим работы

В этом режиме котел останавливают, а ротор турбины вращается генератором в двигательном режиме. У турбины работают масляная и конденсационная система, подается пар на уплотнения. В турбине поддерживается глубокий вакуум, чтобы не было сильного перегрева металла ротора и статора. Также для этого в ЦСД и ЦНД подается охлаждающий пар от других турбин. Турбина находится в прогретом состоянии, генератор включен в сеть и в любой момент может набирать нагрузку.

В этом режиме турбину можно поддерживать очень долго, но обычно применяют его для прохождения ночного провала нагрузки, т.к. затраты топлива при нахождении в этом режиме дольше 8...10 часов выше, чем при остановочно-пусковом режиме.

Мобильность энергоблока при набросе нагрузки

Быстрый подхват нагрузки оказывается возможным благодаря значительной аккумулярующей способности котлов, которые выдают дополнительный пар при открытии регулирующих клапанов и снижении давления.

Подхват нагрузки составляет:

Блок 200 МВт: $\Delta N_{\text{НАЧ}} = 2,5 \dots 3\% N_{\text{ном}}$; $\Delta N_{\text{МАКС}} = 7 \dots 10\% N_{\text{ном}}$;

Блок 300 МВт: $\Delta N_{\text{НАЧ}} = 5 \dots 8\% N_{\text{ном}}$; $\Delta N_{\text{МАКС}} = 15 \dots 18\% N_{\text{ном}}$.

Повысить мобильность можно отключением ПВД, в результате чего увеличивается расход пара в конденсатор и мощность блока возрастает.

Регулирование частоты и мощности тепловых электростанций

Система АРЧМ тепловой электростанции выполняет ряд функций по регулированию режима и защиты технологического оборудования.

Основные функции АРЧМ, имеющие принципиальное значение для задачи регулирования частоты и мощности заключаются в следующем:

- обеспечение устойчивого несения энергоблоком, заданной нагрузки;
- обеспечение участия в первичном регулировании частоты в соответствии с установленными требованиями;
- автоматическое изменение мощности в соответствии с изменением задания в целях автоматического регулирования режима энергосистемы. Изменение мощности должно происходить с заданным темпом.

Управление режимом работы агрегата по мощности осуществляется через механизм управления турбиной МУТ.

Чтобы работа блока в режиме регулирования мощности не препятствовала реакции регуляторов частоты вращения турбины на изменение частоты (первичное регулирование), в систему регулирования мощности вводят частотный корректор, благодаря которому в целом система регулирования имеет характеристику, показанную на рис.6.2.

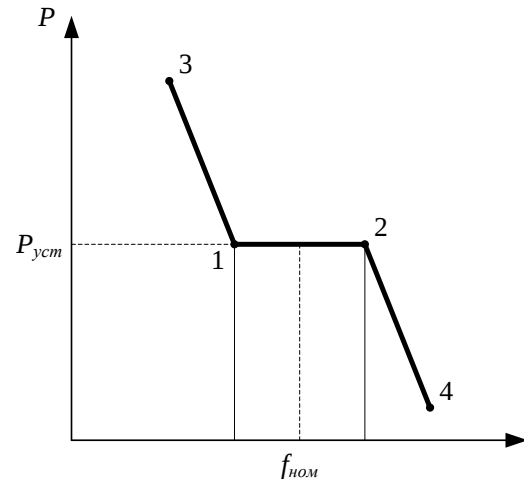


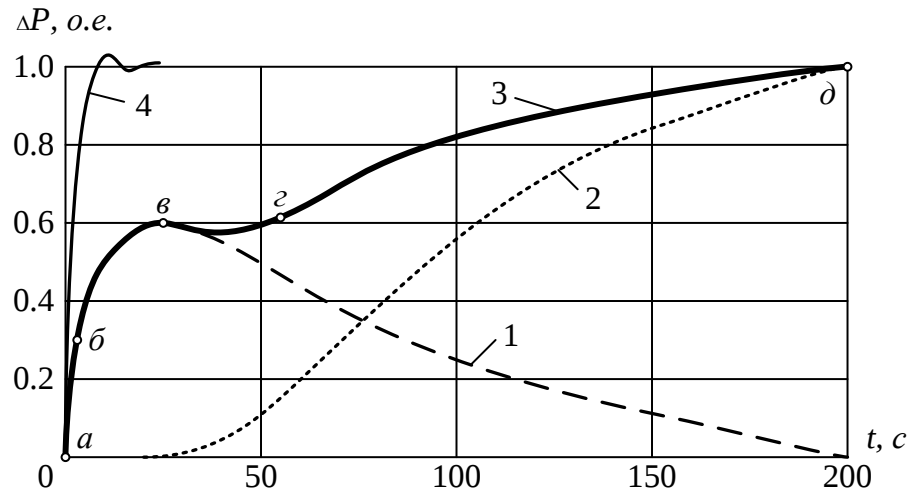
Рис. 6.2. Характеристика системы регулирования мощности с частотным корректором.

Средний участок 1-2 характеристики соответствует горизонтальному диапазону допустимых отклонений частоты в нормальном режиме. На этом участке блок несет определенную заданную мощность. При снижении или повышении частоты уставка регулятора мощности изменяется и становится зависящей от частоты. Крутизна наклонных участков 1-3 и 2-4 принимается соответствующей статизму регуляторов частоты вращения турбин.

При изменении задания по мощности паровой турбины или при изменении частоты, при котором работает регулятор частоты вращения, происходит изменение открытия регулирующих клапанов и соответствующее изменение расхода пара. При этом необходимо учитывать, что постоянные времени элементов, определяющих работу регулятора турбины, значительно меньше, чем постоянная времени изменения производительности котлоагрегата.

Если котлоагрегат приближенно представить эквивалентным инерционным звеном первого порядка, у которого входная величина отображает изменение давления пара, то постоянная времени такого звена составит около 100 с (для прямоточных котлов) и более 200 с для барабанных котлов.

Изменение мощности энергоблока с учетом переходных процессов котельного агрегата иллюстрируется кривыми на рис.



Кривая 3 — зависимости мощности не полностью загруженного энергоблока при быстром снижении частоты.

Эту зависимость можно представить как сумму двух процессов:

- изменение мощности за счет аккумуляции теплоты (кривая 1);
- изменение мощности за счет изменения подачи топлива (кривая 2).

Для сравнения приведена кривая 4, которая отображает возможный только теоретически процесс изменения мощности в предположении постоянства давления пара перед турбиной.

На кривой, отображающей изменение мощности турбины (кривая 3), можно выделить четыре характерных участка.

- На участке *а-б* в результате открытия регулирующих клапанов действием АРЧМ мощность быстро возрастает, за счет аккумулированного тепла.
- На участке *б-в* изменение мощности замедляется. Процесс близок к экспоненте с постоянной времени промперегрева.
- На участке *в-г* уже начинает проявляться повышение производительности котельного агрегата и мощность практически остается постоянной.
- На участке *г-д* восстанавливается давление и мощность достигает своего установившегося значения. Этот процесс близок к экспоненте с постоянной времени пароводяной части котла, которая составляет $T_k = 80 \dots 200$ с (для разных типов котлов).

Таким образом изменение мощности турбины в соответствии с изменением положения регулирующих клапанов реализуется с запаздыванием и только при наличии соответствующей системы регулирования производительности котельного агрегата.

При решении задачи усовершенствования первичного регулирования частоты в соответствии с современными требованиями следует иметь ввиду, что по ряду причин возможны такие режимы работы системы регулирования котлоагрегатов, когда участие энергоблока в первичном регулировании частоты полностью или частично исключается.

Режимы работы энергоблока, при которых снижается эффективность первичного регулирования частоты.

1. Работа энергоблока в режиме поддержания постоянного расхода топлива. В этом случае после окончания переходного процесса мощность блока близка к той, которую вырабатывает агрегат до возмущения. При этом коэффициент крутизны статической характеристики с учетом реакции тепловой части $K_f=0$.

2. Работа энергоблока в режиме регулирования "до себя" – РДС. В режиме РДС давление пара перед турбиной поддерживается путем воздействия регулятора "до себя" на регулирующие клапаны турбины. РДС препятствует изменению мощности турбины при изменении частоты. Например, при снижении частоты АРЧВ действует на увеличение открытия регулирующих клапанов для повышения мощности турбины. При этом снижается давление и РДС для восстановления давления действует на закрытие клапанов и мощность блока снижается до первоначальной.

3. Работа блока на скользящих параметрах пара при полностью открытых регулирующих клапанах турбины. Мощность блока изменяется не путем изменения открытия регулирующих клапанов, а за счет изменения параметров пара. Если клапаны полностью открыты, то такие блоки не реагируют на снижение частоты. То есть их участие в первичном регулировании частоты не является полноценным.

Повышение эффективности участия энергоблоков современных тепловых электростанций в первичном регулировании частоты решается с помощью систем регулирования, которые принято называть главными регуляторами котла. Работа этих регуляторов подчинена задаче поддержания давления пара перед турбиной. Воздействие на изменение производительности котлов может вырабатываться по факту отклонение давления от заданного или одновременно непосредственно и по факту отклонения частоты.

Процессы и режимы работы ГЭС



Система Sardar Sarovar на реке Нармада в Индии.



Гидросистема Эль Кайон мощностью 750МВт. Мексика.

На гидравлических электростанциях (ГЭС) вырабатывается до 14 % всей потребляемой в России электроэнергии.

ГЭС наилучшим образом подходят для регулирования нагрузки и частоты тока в энергосистеме, имея практически 100 % диапазон регулирования мощности и наибольшие по сравнению с другими электростанциями скорости ее изменения (в некоторых случаях до 500 МВт/мин). Время пуска гидроагрегата, включая синхронизацию, составляет 30...50 с.

ГЭС удовлетворительно воспринимают значительные толчки нагрузки и имеют очень низкую стоимость вращающегося резерва.

К недостаткам ГЭС по маневренности можно отнести большое время перемещения направляющего аппарата сервомотором (до 10...20 сек), в то время как на ТЭС время воздействия сервомотора на регулирующие клапаны составляет максимум до 0,5 сек.

ГЭС на которых установлены турбины, позволяющие переводить их в режим насосов, называются **ГАЭС** (гидроаккумулирующие электрические станции).

Эти электростанции позволяют во время пика нагрузки вырабатывать электроэнергию, сбрасывая воду из верхнего бьефа в нижний, а во время провала нагрузки перекачивать воду из нижнего бьефа в верхний, производя в нем запас воды.

Таким образом работа **ГАЭС** способствует **уплотнению графика нагрузки** энергосистемы.

Удельная энергия, отданная водой колесу гидротурбины определяется по уравнению

$$H = z_1 - z_2 + \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{c_1^2 - c_2^2}{2g},$$

Турбины, хотя бы частично использующие потенциальную энергию, называются *реактивными*, для них

$$z_1 - z_2 + \frac{p_1 - p_2}{\rho g} > 0$$

рабочие колеса этих турбин вращаются в сплошном (напорном) потоке; турбины используют как потенциальную, так и кинетическую энергию потока.

Класс **реактивных** турбин:

- 1) осевые,
- 2) радиально-пропеллерные,
- 3) поворотно-лопастные,
- 4) диагональные поворотно-лопастные,
- 5) радиально-осевые.

Если в гидротурбинах используется **ТОЛЬКО** **кинетическая энергия** потока, то они называются *активными*.

Для получения высокого КПД активных турбин почти весь напор следует превратить в скорость.

Класс активных турбин:

- 1) ковшовые,
 - 2)наклонно-струйные,
 - 3)турбины двойного действия;
- последние две не имеют широкого распространения.

По напору гидротурбины бывают
низконапорные ($H_T < 25$ м),
средненапорные ($25 \leq H_T \leq 80$ м),
высоконапорные ($H_T > 80$ м).

Турбины делят на

малые (диаметр рабочего колеса $D_1 < 1,2$ м при низких напорах, $D_1 < 0,5$ м – при высоких, мощность N_T не выше 1000 кВт),

средние ($1,2 \leq D_1 \leq 2,5$ м при низких напорах и $0,5 \leq D_1 \leq 1,6$ м при высоких, $1000 < N_T \leq 15000$ кВт),

крупные (D_1, N_T больше, чем у средних).

реактивные турбины

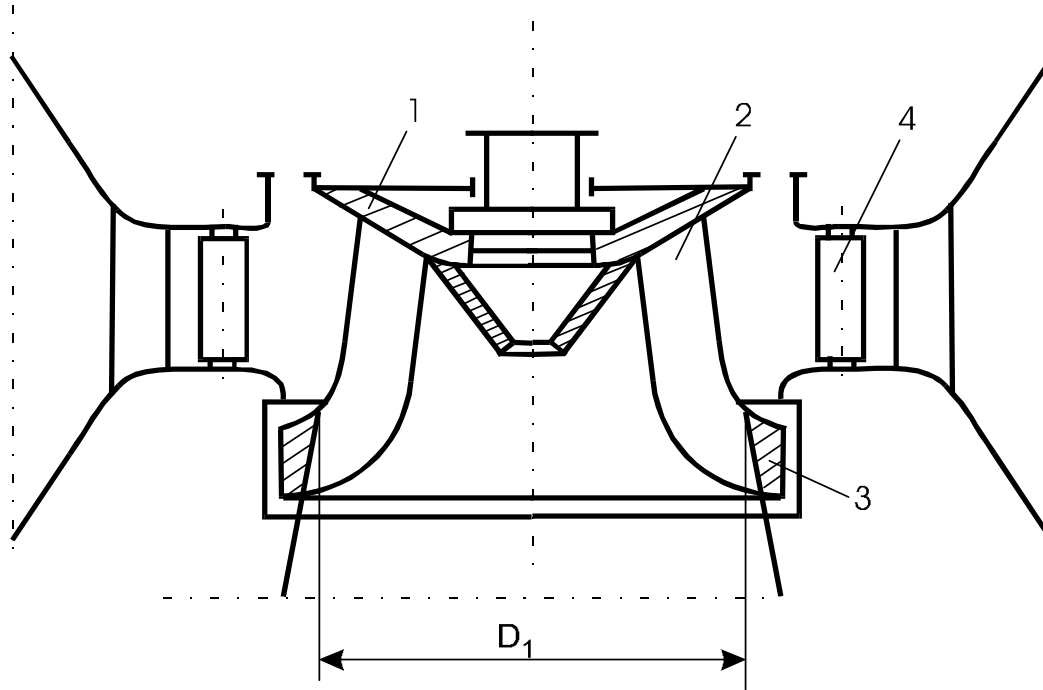


Рис.7.2. Рабочее колесо радиально-пропеллерной турбины:

1 – ступица; 2 – лопасти; 3 – нижний обод; 4 – лопатки направляющего аппарата

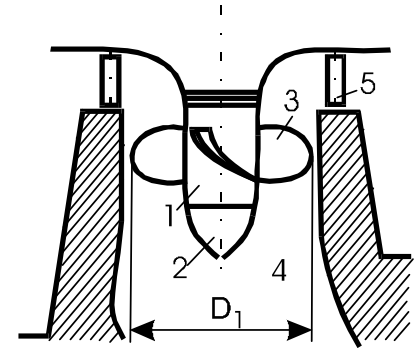


Рис.7.3. Рабочее колесо осевой турбины:

1 – втулка; 2 – обтекатель; 3 – лопасти; 4 – камера рабочего колеса; 5 – направляющий аппарат

На рис.7.2 приведена схема *радиально-осевой* турбины; вода при входе движется радиально, а на выходе – в осевом направлении. Используемый напор от 30...40 м до 500...550 м. Рабочее колесо радиально-осевой турбины состоит из ряда лопастей 2 сложной пространственной формы, равномерно распределенных по окружности ступицы 1 и нижнего обода 3. Все три части соединены между собой и представляют одну жесткую конструкцию. Число лопастей колеблется от 9 (низконапорные) до 21 (высоконапорные). Мощность гидротурбины такого типа на Саяно-Шушенской ГЭС – 650 МВт.

На рис. 7.3 представлена схема **пропеллерной** гидротурбины, рабочее колесо которой располагается ниже направляющего аппарата; на лопасти рабочего колеса поток поступает в осевом направлении. Рабочее колесо состоит из втулки 1 с обтекателем 2 и рабочих лопастей. По форме оно похоже на гребной винт, число лопастей – 3...8. Турбина проста и имеет сравнительно высокий КПД, но с изменением нагрузки КПД резко меняется, что не так существенно, если турбина не работает в пиковой части графика электрических нагрузок.

активные турбины

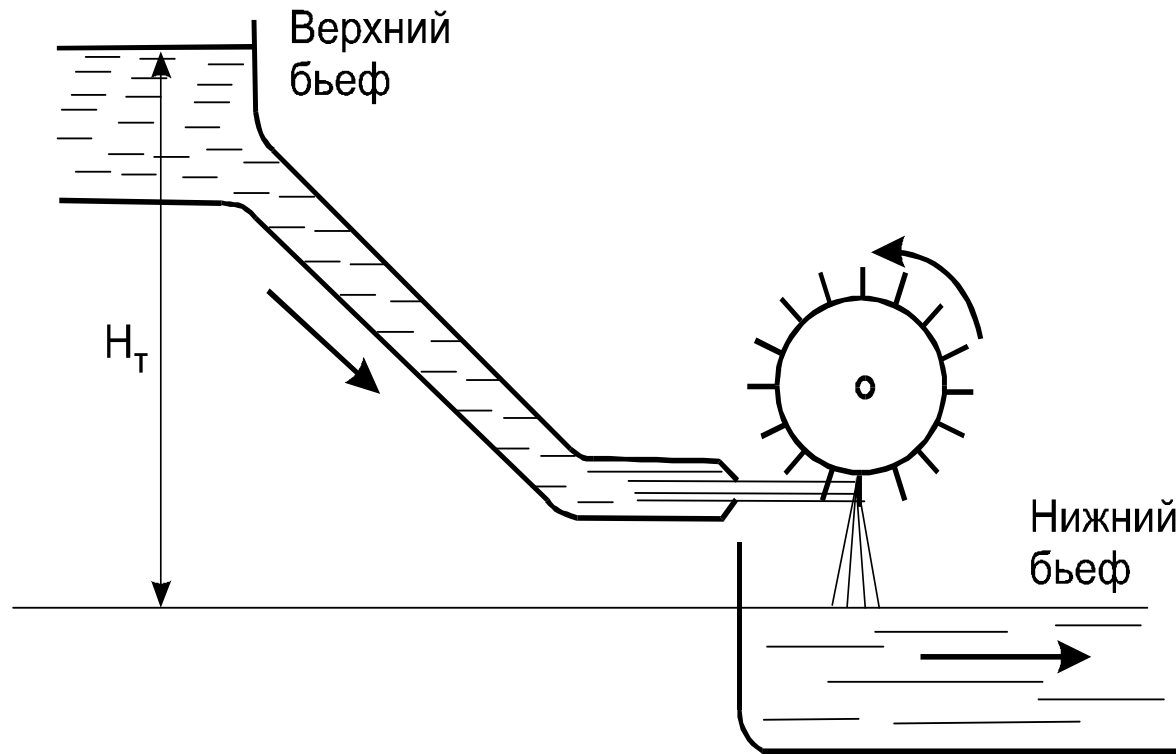


Схема ковшовой турбины

В сопле расположена регулирующая игла, перемещая которую можно изменять выходное сечение и диаметр струи, следовательно, изменять расход жидкости через сопло и мощность гидротурбины.

Турбины используются в диапазоне напора 300...2000 м; диаметр колес – до 7,5 м, единичная мощность турбины – до 200 МВт.

Поворотно-лопастные турбины отличаются от пропеллерных тем, что у них лопасти могут поворачиваться в процессе работы вокруг оси, перпендикулярной оси вала. При определенном угле поворота направляющего аппарата должен быть определенный угол поворота лопастей, обеспечивающий получение высокого КПД. Лопасти могут поворачиваться при работе турбины автоматически. Гидротурбины этого типа могут использоваться при напорах от 3...5 м до 35...45 м и даже 70...75 м. Такие гидротурбины можно использовать на ГАЭС.

Диагональные турбины. Рабочее колесо представляет конусообразную втулку с расположенными на ней под некоторым углом к оси вращения лопастями. Благодаря этому за рабочим колесом нет участка с резким расширением, как в осевых турбинах. Диагональные гидротурбины обладают более высокими энергетическими и кавитационными качествами, их КПД на 1,5 – 2,5 % выше, чем у осевых, но конструктивно они сложны и не нашли в России широкого применения (установлены на Зейской ГЭС). Они применяются при напорах от 35 – 40 м до 150 – 200 м и особенно при больших колебаниях нагрузок.

Регулирование стока в водохранилищах

ГЭС нуждается в суточном и недельном переменном расходе воды из-за неравномерности графика электрических нагрузок. При расходе воды надо учитывать требования различных отраслей народного хозяйства, следовательно, необходимо *регулирование речного стока*, которое осуществляется с помощью водохранилищ.

Регулирование различают: суточное, недельное, годовое, многолетнее. Регулирование может быть полным (без холостых сбросов) и неполным.

При *суточном регулировании* ГЭС располагается в пиковой части суточного графика электрических нагрузок.

Суточное регулирование делится на **неограниченное** (любое перераспределение стока и гидроэнергии) и **ограниченное**. Причины **ограничения**: **недостаточная емкость водохранилища** или бассейна суточного регулирования; **ограничение величины установленной мощности ГЭС**, что во время паводка вынуждает использовать гидроэнергию для покрытия полубазовой или базовой части графика нагрузки (уменьшаются холостые сбросы); **осуществление** в некоторых случаях **постоянного пропуска воды для поддержания возможности судоходства**.

При *недельном регулировании* в выходные дни происходит наполнение водохранилища, а в рабочие дни полезно используют накопленную воду.

При *годовом регулировании* выравнивается сток в течение года; в половодье водохранилище заполняется, в меженное время водохранилище срабатывается.

При *многолетнем регулировании* в многоводные годы водохранилище заполняется до и этот объем распределяется на несколько маловодных лет.

При регулировании гидротурбин на их маневренные характеристики большое влияние оказывают такие явления как кавитация и гидроудар.

Кавитация у гидротурбин

Кавитация представляет собой сложное физическое явление, приводящее к разрушению поверхности лопастей рабочего колеса и других элементов гидротурбины. Она сопровождается шумом и вибрацией машины, снижением КПД, пропускной способности и мощности турбины.

Причина – пульсации гидродинамического давления в местах образования вакуума, где возникает парообразование, вследствие чего в воде образуются пузыри и каверны. При попадании последних в зону высокого давления будет происходить конденсация пара, пузырьки и каверны мгновенно заполняются водой. В месте схлопывания пузыря создает местное повышение давления в сотни и тысячи бар пропорциональное уменьшению объема пузыря, что приводит к гидроудару и может явиться причиной разрушения металла.

Кавитация характерна для реактивных турбин со сплошным потоком воды.

Меры борьбы с кавитацией: применение для деталей особо стойких материалов (хромоникелевые стали), обеспечение бескавитационных условий работы реактивных гидротурбин. *Бескавитационные условия* определяются выбором высоты отсасывания H_s , соответствующей напору, типу и быстроходности турбины. Допустимая по условиям предотвращения кавитации высота отсасывания определяется зависимостью

$$H_s \leq 10,33 - \frac{V}{900} - k\sigma H_T, \quad \text{м}$$

где V – абсолютная отметка местоположения турбины над уровнем моря, м; σ – кавитационный коэффициент, зависит от типа турбины и нагрузки, определяется путем испытания модели; $k = 1,05 \div 1,1$ учитывает переход от σ для модели к его значению для натуры; H_T – разность отметок проточной части турбины и уровня воды в нижнем бьефе.

Гидроудар

Скорость изменения нагрузки гидроагрегатов связана с изменением расхода воды через гидротурбину и, следовательно, с изменением скорости потока воды в трубопроводах. При изменении скорости воды в трубопроводе возникают колебания давления противоположного знака, передающиеся стенкам трубопровода: при уменьшении скорости давление растет, при увеличении падает. Это явление носит название гидравлического удара и значительно усложняет регулирование мощности гидротурбин, а в некоторых случаях может оказаться опасным для их прочности. Также гидравлический удар может вызвать замедление регулирования нагрузки турбины и нежелательные колебания ее мощности.

Например, при повышении частоты вращения турбины из-за уменьшения ее нагрузки регулятор частично прикрывает направляющий аппарат турбины и вследствие этого напор повышается при этом расход воды через турбину падает не до значения $W_1 = W_0 - \Delta W$, как это требовалось бы по условиям регулирования, а до $W_1' = W_0 - \Delta W + \Delta W'$, где $\Delta W'$ — добавочный расход воды вызванный повышением напора из-за гидравлического удара.

При определенных соотношения размеров трубопровода (длина, диаметр) это явление может привести в первые моменты регулирования к тому, что мощность турбины будет не уменьшаться, а увеличиваться или остановится. Это приведет к нарушению процесса регулирования частоты. Турбина по сигналу разгрузить в первые моменты будет набирать мощность, в следствие чего регулятор усилит сигнал на закрытие направляющего аппарата и вызовет сильное перерегулирование агрегата.

Различают **прямой** и **непрямой** гидравлические удары. Наиболее опасен прямой удар, при котором повышение давления оказывается максимальным.

Он происходит, если время закрытия направляющего аппарата $\tau_{\text{на}}$ меньше, чем период пробега волны давления по трубопроводу. Максимальное повышение давления (напора) при прямом ударе находят по формуле $\Delta H_{\text{max}} = a\omega_0/g$, где a – скорость распространения волны давления; ω_0 – начальная скорость потока.

Допустимые по условиям прочности трубопроводов повышения давления (напора) составляют

$$+\Delta N_{\text{доп}} = (0,15 \dots 0,5) N_{\text{ном}},$$

а понижения давления

$$-\Delta N_{\text{доп}} = (0,4 \dots 0,75) N_{\text{ном}},$$

где $N_{\text{ном}}$ – номинальный напор гидротурбины.

По условиям гидроудара возможна скорость изменения нагрузки гидротурбин от 150 до 500 МВт/мин в зависимости от параметров ГЭС и гидротурбин. Эти скорости вполне достаточны для динамического регулирования частоты в современных энергосистемах.

В тех случаях, когда повышения давления превосходят предельные допускаемые значения, к трубопроводу пристраивают **холостой сброс**, который открывается **при закрытии направляющего аппарата** и затем, независимо от регулирующих воздействий, очень медленно закрывается, чтобы поток воды в напорном трубопроводе замедлялся постепенно.

На некоторых ГЭС с длиной напорного водовода больше 1000 м, где вероятность прямых гидравлических ударов очень велика, кроме прямого сброса, **связывают первичный регулятор частоты вращения турбины с датчиком давления,** установленным в напорном трубопроводе. Этим ограничивается скорость изменения мощности и обеспечивается нормальный гидравлический режим установки.

Регулирование частоты и мощности на ГЭС

Изменение мощности турбоагрегатов ГЭС, по сравнению с энергоблоками тепловых электростанций, не связано с необходимостью ряда ограничений по режиму работы технологической части электростанции. Кроме этого, работа ГЭС в переменном режиме не вызывает существенного снижения её экономичности. Поэтому, при наличии в энергосистеме ГЭС, они преимущественно используются для регулирования режима по активной мощности и для регулирования частоты.

В большинстве случаев на ГЭС применяется **групповое регулирование частоты и мощности** (ГРАМ). Система группового регулирования на ГЭС осуществляет регулирование и управление группой гидроагрегатов как единым целым, с соблюдением заданного распределения нагрузок между отдельными агрегатами.

Система **ГРАМ** должна обеспечивать следующие режимы:

- **регулирование заданного уровня частоты** в энергосистеме по статической или астатической характеристике;

- **регулирование мощности ГЭС** или отдельных её частей со статизмом по частоте в соответствии с заданиями, поступающими со станционного или вышестоящего уровней управления;

- **первичное регулирование частоты в режиме группового регулирования** должно обеспечиваться за счет действия АРЧВ с характеристиками, отвечающими требованиям энергосистемы. Система ГРАМ не должна препятствовать действию АРЧВ по отклонению частоты.

Распределение нагрузки между гидроагрегатами, работающими на групповом регулировании, должно производиться с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зон нежелательной работы по одному из следующих способов:

- **по равенству мощностей** или открытий направляющих аппаратов при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;
- **по минимуму суммарных потерь** при различных энергетических характеристиках гидроагрегатов.

Принятие второго способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии различий в натурных энергетических характеристиках гидроагрегатов.

Функциональная структура ГРАМ, реализуемая в современных системах с помощью цифровых программных контроллеров, содержит:

- задатчик плановой мощности;
- задатчик внеплановой мощности;
- формирователь характеристики регулятора частоты (частотный корректор);
- блок управления распределением активной нагрузки и регуляторов мощности каждого агрегата.

Нагрузка каждого агрегата может задаваться либо непосредственно по активной мощности, либо по открытию направляющего аппарата. Активная мощность агрегата и открытие направляющего аппарата имеют между собой сложную связь, зависящую от фактического напора. В связи с этим для оценки свойств системы регулирования при наладке используются статические характеристики регулятора — зависимость открытия направляющего аппарата от частоты и статические характеристики системы регулирования — зависимость мощности агрегата от частоты.

В общестанционной части ГРАМ осуществляется сравнение текущего значения суммы плановой и внеплановой мощности с суммарной мощностью агрегатов. Отклонение фактической суммарной мощности от задаваемой используется в блоке формирования задания для каждого агрегата с учетом их конкретных характеристик. Обработка задания каждым агрегатом осуществляется по пропорционально-интегральному закону, что обеспечивает в целом астатическую характеристику регулирования по суммарной мощности станции. **Частотный корректор настраивается таким образом, чтобы система регулирования мощности не препятствовала полноценному участию гидроагрегатов в первичном регулировании частоты.**

Важным также является обеспечение приоритетов исполнения задач регулирования в зависимости от их важности с точки зрения предотвращения возможных системных аварий.

При возникновении аварийного режима в энергосистеме по сигналу системной автоматики или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданной установки должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений перетоков мощности по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки.

При аварийном повышении частоты в энергосистеме выше заданной установки должна быть обеспечена разгрузка гидроагрегатов с максимально возможной скоростью.