**Гр.11-1 .7.05.24.Техническое обслуживание турбинного оборудования Захаров ГП**

Лекция: Автоматизация регулирования энергетических блоков

Ядро современной энергетики составляют энергетические блоки мощностью 200, 250, 300, 500 и 800 МВт. Концентрация выработ­ки электроэнергии на крупных блочных ТЭС способствует внед­рению высокоавтоматизированных систем управления с использо­ванием современных средств вычислительной техники.

Современный энергетический блок содержит один (моноблок) или два (дубль-блок) котла и турбогенератор с их вспомогатель­ными установками. Блок связан с энергетической системой от­дельным электрическим трансформатором. Котлы блочных ТЭС (прямоточные или барабанные), как правило, не соединены об­щим паропроводом. Турбины имеют лишь нерегулируемые отборы пара, т.е. являются чисто конденсационными, и включают ЦВД и ЦСД, между которыми встроен вторичный (промежуточный) пароперегреватель, и ЦНД (см. рис. 3.1).

Главной задачей регулирования энергоблока служит выработка заданного количества электроэнергии в соответствии с суточным графиком нагрузки при минимуме расхода топлива на выработан­ный киловатт-час или же достижение заданных показателей эко­номичности, определяемых уравнениями (3.32)—(3.34)

Основными регулирующими воздействиями блочной установки служат перемещения регулирующих органов подачи топлива, пи­тательной воды GПB котлов и регулирующих клапанов турбины hкл. Основными регулируемыми величинами — *активная элект­рическая мощность*генератора *N*и *частота вращения*ротора турбины *п,*соответствующая частоте сети fс. Схема связей между входными (регулирующими) воздействиями и выходными величи­нами изображена на рис. 11.1.

Кроме того, энергоблок имеет технологическое множество про­межуточных параметров, требующих непрерывной стабилизации для обеспечения его нормальной работы (температура пара по тракту, разрежение вверху топки, уровни воды в барабане, подо­гревателях, конденсаторе и др.).

Типичная кривая разгона энергоблока по каналу *топливо*— *мощность*приведена на рис. 11.2, *а;*по каналу *клапаны*(давле­ние) — *мощность*— на рис. 11.2, б.

Основной способ регулирования активной мощности турбогене­ратора основан на передаче воздействий по каналу *клапаны*— *мощность.*Его реализуют перемещением регулирующих клапа­нов турбины hкл,под действием регулятора частоты вращения или электрического синхронизатора турбины (см. рис. 8.6).

Другой способ основан на передаче воздействий по каналу *дав­ление*— *мощность*изменением начального давления пара перед турбиной. Регулирующим воздействием в этом случае служит из­менение подачи топлива в топку. Этим же способом управляют блоком на скользящих параметрах пара при развороте от холостого хода до набора 50—70% номинальной мощности.



**Рис 11.1.**Схема связей между входными (регулирующими) воздействиями и основными регулируемыми величинами энергоблока



**Рис. 11.2. Кривые разгона энергоблока 800 МВт**

а — по мощности при возмущении топливом (k0=4,5 МВт/т/ч ,N=800 МВт); б— по мощности при возмущении клапанами (k0=2,57 МВт/кгс/ см2 )

Количество электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме должно строго следовать за графиком нагрузки. Этот процесс протекает во времени следующим образом. Изменение электрической нагрузки (задания) вызывает вначале отклонение частоты сети, а затем за счет действия АСР энергоблоков с некоторым отставанием происходит соответствующее изменение вырабатываемой мощности.

Приемистость энергоблока в целом обычно оценивают по формуле



где Nф, N3*-*приросты соответственно фактической и заданной мощности; 0—tЗ, — заданный промежуток времени (отрезок вре­мени на диспетчерском графике электрической нагрузки)

Важнейшей характеристикой блоков с точки зрения регулирования частоты и мощности служит приемистость, которая характеризует способность блока изменять тепловую нагрузку и электрическую мощность в переходных режимах вслед за изменением задания по мощности. Более высокой приемистостью обладает блок, обеспечивающий наиболее быстрый переход на новую нагрузку. При этом основные и промежуточные параметры блочной установки не должны выхо­дить за пределы допустимых отклонений.

При резком увеличении электрической нагрузки из-за большой инерционности котла в первый момент времени возникает нехват­ка пара. В системе регулирования турбины в этом случае целесо­образно предусмотреть временное дополнительное открытие регу­лирующих клапанов ЦВД, так называемое динамическое переот­крытие. При этом прочность элементов турбины: упорного под­шипника, диафрагм, лопаточного аппарата — должна обеспечи­вать возможность кратковременной перегрузки. Котел вырабаты­вает дополнительное количество пара в связи с глубоким падением давления из-за переоткрытия клапанов. Для предотвращения чрез­мерного снижения давления в системе регулирования котла сле­дует увеличить быстродействие АСР подачи топлива введением до­полнительных форсирующих сигналов.

Кроме того, в технологической схеме блочной установки в качестве дополнительных источников пароснабжения турбины можно использовать греющий пар регенеративных ПНД, пода­чу которого в ПНД следует прекращать по сигналу набора на­грузки.

При сбросах электрической мощности, наоборот, возникает воз­можность чрезмерного повышения давления первичного пара. При значительных сбросах нагрузки лишний пар сбрасывают в конден­сатор турбины через автоматически включающиеся БРОУ.

Следовательно, приемистость блока можно повысить за счет усо­вершенствования технологических схем выработки пара и увели­чения быстродействия автоматических систем регулирования кот­лов, турбогенератора и вспомогательных установок.

**Гр.11-1 .7.05.24.Техническое обслуживание турбинного оборудования Захаров ГП**

Лекция : Наблюдение и уход за работающей турбиной. Нормальная эксплуатация тур­боагрегата характеризуется посто­янными или медленно изменяющи­мися значениями нагрузки при до­пустимых колебаниях параметров пара, вакуума и других величин, определяющих экономичную и на­дежную работу турбины.

При нормальной эксплуатации термические напряжения в деталях и узлах турбины, как правило, не­значительны, а механические на­пряжения находятся в допустимых пределах.

В это время турбоустановка ра­ботает в автоматическом режиме, участвуя в регулировании парамет­ров отпускаемой электрической и те­пловой энергии.

При нормальной работе в обя­занности обслуживающего персона­ла входят:

А) контроль за основными па­раметрами турбоустановки;

Б) контроль за работой системы регулирования и местных автома­тов;

В) контроль за работой отдель­ных узлов и механизмов агрегата;

Г) проверка и опробование эле­ментов защиты, аварийной сигнали­зации и автоматики включения ре­зерва согласно установленному графику;

Д) опробование резервного обо­рудования;

Е) периодическая смазка узлов, не обеспеченных централизованной смазкой;

Ж) периодическая запись пока­заний приборов в суточную ведо­мость;

З) ведение вахтенного журнала, журнала оперативных переключе­ний, журнала дефектов оборудова­ния;

И) поддержание санитарного со­стояния на своем рабочем месте, контроль за соблюдением правил техники безопасности и противопо­жарной техники.

В случае необходимости обслу­живающий персонал выполняет все переключения и операции по изме­нению электрической и тепловой на­грузки, регулированию параметров отборного пара, изменению режима работы бойлерной установки, испа­рителей, деаэраторов, регенератив­ных подогревателей и т. д.

Безопасность работы оборудова­ния остается задачей первостепен­ной важности и в условиях нормаль­ной эксплуатации. С этой точки зре­ния особенно внимательному конт­ролю подлежат:

А) давление и температура све­жего пара;

Б) давление и температура пара промежуточного перегрева;

В) нагрев масла, колодок и вкла­дышей в упорном и опорных под­шипниках;

Г) вибрация турбоагрегата;

Д) давление масла в системе емазки турбоагрегата;

Е) давление масла в системе уплотнений генератора;

Ж) уровень масла в баке;

З)давление водорода в системе охлаждения генератора;

И) расход охлаждающей воды в системе охлаждения генератора;

К)перепад давлений на послед­нюю ступень в турбинах с противо­давлением;

Л) температура выхлопного па­трубка конденсационной турбины;

М) давление пара в контрольных ступенях турбины.

Наличие на современных турбо­установках всего комплекса автома­тизации и защит не освобождает обслуживающий персонал от лично­
го контроля за безопасной работой оборудования.

В случае возникновения ненор­мального режима работы турбо­установки оперативный персонал обязан немедленно принять все ме­ры к восстановлению нормальных условий работы основного и вспо­могательного оборудования либо произвести ограничение нагрузки (вплоть до полного останова агре­гата). В условиях длительного ограничения мощности должен быть включен в работу ограничи­тель мощности (там, где он имеет­ся), хотя это и затрудняет поддер­жание частоты в системе. В случае выхода из строя местных регулято­ров и автоматов обслуживающий персонал должен отключить по­врежденную автоматику и перейти на ручное управление.

Второй задачей, стоящей перед дежурным персоналом в процессе нормальной эксплуатации, является обеспечение экономического режи­ма работы. Необходимо постоянно иметь в виду, что при эксплуатации современного мощного энергетиче­ского оборудования даже незначи­тельное отклонение от оптимально­го режима в процессе длительной работы приводит к большим пере­жогам топлива.

Для обеспечения максимальной экономичности необходимо выдер­живать:

А) заданные параметры свежего пара и пара промперегрева;

Б) оптимальный вакуум в кон­денсаторе;

В) заданную температуру пита­тельной воды;

Г) минимальную величину недо — грева питательной воды в каждом подогревателе;

Д) минимальное переохлаждение конденсата в конденсаторе;

Е) оптимальный режим работы испарителей, деаэраторов, бойлер­ной установки;

Ж) минимальные потери тепла и конденсата;

5\*

З) оптимальное распределение электрической и тепловой нагрузки между работающими турбоагрегата­ми.

Наряду с выполнением всех этих условий должно обеспечиваться так­же хорошее техническое состояние [оборудования](http://msd.com.ua/) и высокий уровень его автоматизации.

**Гр.11-1 .7.05.24.Техническое обслуживание турбинного оборудования Захаров ГП**

Лекция: Вибрационное состояние паротурбинной установки.

Основными источниками вибрации турбинной установки являются наиболее массивные вращающиеся детали: роторы турбины, генератора и возбудителя. Причины, вызывающие повышенную вибрацию, могут быть различны. Одни из них связаны с особенностями конструкции турбинной установки, другие появляются при ее изготовлении и монтаже, третьи обусловлены режимом эксплуатации. При воздействии периодической силы, изменяющейся с частотой, равной одной из частот собственных колебаний ротора, он попадает в резонанс. При этом отклонения ротора от положения равновесия будут наибольшими и вибрация турбоагрегата резко увеличится. Когда ротор разгоняется до рабочей частоты вращения, он может один или несколько раз попадать в резонанс с различными формами колебаний.

Инструкцией по эксплуатации оговариваются резонансные частоты вращения турбин. Частота собственных колебаний ротора зависит от его размеров и массы, а резонансная частота—от жесткости подшипников, корпуса турбины и фундамента. Некоторые турбины подвержены низкочастотной вибрации, возбуждаемой, напри„мер, периодическими силами, возникающими в масляном слое подшипников и потоке пара, текущем через уплотнения.

Вибрацию подшипников оценивают при пуске. Если при первом пуске вибрация не укладывается в оценку «хорошо», монтажная организация или завод-изготовитель проводят работы, необходимые для снижения ее уровня.

Повышенная вибрация может быть вызвана также недостаточно тщательным монтажом турбоагрегата. Длинный массивный ротор имеет заметный прогиб. Если при этом оси подшипников выставлены неточно, появляется повышенная вибрация турбоагрегата и монтажная организация должна выполнить дополнительные работы по устранению ее причин.

При эксплуатации турбины разбалансировка ротора может увеличиться вследствие остаточного прогиба его оси из-за задеваний в уплотнениях вала, смещения обмотки ротора генератора в пазах или лобовых частях, замыкания ее витков на землю или между собой. Вибрация повышается и в том случае, когда коробятся цилиндры из-за неравномерного нагрева или заеданий между корпусами подшипников и фундаментными плитами, препятствующими их свободному перемещению при прогреве и остывании турбины.

Повышенная вибрация может служить причиной разрушения паропроводов, маслопроводов, водоводов, трубок конденсатора и других элементов турбоагрегата. Под воздействием вибрации оседает фундамент и нарушается установка подшипников, что, .в свою очередь, увеличивает ее.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» вибрация турбины, генератора и возбудителя должна быть минимальной. Вибрационное состояние турбоагрегата обычно оценивают по двойной амплитуде колебаний корпусов подшипников и измеряют в вертикальном, продольном и поперечном направлениях в установленные сроки. Амплитуду вибрации измеряют также при замет.ттом ее увеличении хотя бы у одного из подшипников. Измерения выполняют при разных частотах вращения ротора (0.3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8и 1 от номинальной частоты вращения) и нагрузках турбоагрегата (0; 0,25; 0,5; 0,75 и 1 от номинальной). Вибрацию каждого подшипника измеряют виброметром (или вибрографом), который обязательно должен иметь паспорт. Прибор устанавливают на специально предусмотренное место на корпусе подшипника. Все измерения сравнивают с проведенными ранее, что позволяет оценить вибрационное состояние турбоагрегата.

Задание:

1.Написать краткий конспект лекции.

2.Подготовить реферат на тему: « Эксплуатация паровых турбин»