

Плановый и аварийный останова турбины

При плановом останове турбины известны время и цель. Время и причины аварийного останова турбины, заранее неизвестны. Останов турбины производят в основном двумя способами: безрасхолаживания и с расхолаживанием. «Правила технической эксплуатации» не предписывают единых жестких требований к режимам останова, так как каждая установка, имеет свои особенности. Общими требованиями являются проверка исправности и опробование резервных и аварийных масляных насосов, а также стонорного клапана.

При останове турбины без расхолаживания важно так подобрать режим, чтобы возможно дольше сохранить ее в горячем состоянии. Например, при останове блока мощностью 300 МВт сначала производят плавную разгрузку до 150 МВт. На этом режиме блок еще работает устойчиво (по условиям работы питательного турбонасоса). Затем котел гасят, в течение 1—2 мин турбину разгружают до 90—100 МВт и отключают. При этом давление в котле сохраняется близким к номинальному и блок находится в состоянии «горячего резерва».

При нулевом расходе пара цилиндры среднего и низкого давления быстро разогреваются до недопустимых температур, если электрогенератор не отключен от сети и ротор вращается на холостом ходу. Потери на вентиляцию преобразуются в теплоту, которая разогревает турбину. Поэтому работа на беспаровом режиме не должна превышать 10...20 мин. Из этого состояния можно наиболее быстро выйти на исходную нагрузку.

При останове турбины с расхолаживанием следует поддерживать температуру пара не менее чем на 50°С больше, чем температура насыщения при данном давлении. Это условие необходимо, чтобы в турбину не попал влажный пар. Начиная с определенного давления, система автоматики перестает работать и далее температуру свежего пара снижают с помощью ручного управления. Из-за трудности ручного управления на этом этапе допускается поочередное изменение паропроизводительности, температуры и давления свежего пара. Одновременное снижение паропроизводительности, давления и температуры свежего пара возможно в конце расхолаживания при сепараторном режиме. Расхолаживание можно вести без перевода котла на сепараторный режим, т. е. на прямоточном режиме, как это делается на блоках 300 МВт. При постоянных параметрах свежего пара блок разгружают примерно наполовину. Затем закрывают встроенные задвижки котла и полностью открывают регулирующие клапаны турбины при необходимом снижении температуры и давления пара. Далее при постоянных температуре и давлении паропроизводительность котла уменьшают до растопочной. На последнем этапе часть пара через БРОУ сбрасывают в конденсатор турбины, и расход пара через турбину уменьшается. Для прекращения подачи пара в турбину закрывают стопорный кран и отключают электрогенератор. При этом остается подача пара на уплотнения и запускается резервный масляный насос.

При выбеге ротора турбины ее необходимо «прослушивать». В это время ротор вращается по инерции, пар не шумит внутри турбины, поэтому и хорошо прослушиваются посторонние звуки. С момента прекращения подачи пара в проточную часть до полной остановки ротора проходит определенное для каждой турбины время. Согласно «Правилам технической эксплуатации» время выбега ротора определяют при всех остановах турбины. Через 200...300 ч эксплуатации на исправной турбине проводят специальные испытания, во время которых снимают график выбега ротора при ее останове с нормальным вакуумом в конденсатбре. Этот график показывает зависимость частоты вращения ротора от времени с момента закрытия стопорного клапана до момента полной остановки ротора. Такой график имеется у машиниста турбины. При изменении состояния турбины (увеличении трения в подшипниках или редукторах, задеваниях) время выбега заметно, уменьшается. Задевания легко определяют на слух во время выбега ротора. Появление неплотностей в стопорном или регулирующих клапанах и запорной арматуре отборов также увеличивает время выбега ротора. Об отклонении времени выбега более чем на 2—3 мин от контрольного ставят в известность дежурного инженера станции и руководство цеха. Для разных турбин время выбега колеблется от 20 до 30 мин.

После снижения частоты вращения ротора до 400—500 об/мин, уменьшая подачу пара в конденсатор, чтобы к моменту остановки ротора в нем установилось атмосферное давление, одновременно уменьшают подачу пара на эжекторы: сразу после остановки ротора включают валоповоротное устройство, время работы которого для каждой турбины оговорено инструкцией и обычно составляет несколько часов. В это время масло на смазывание подшипников подается от резервного масляного насоса.

Конденсатные насосы останавливают после прекращения подачи пара в турбину. Через 1 ч после полного останова турбины можно остановить циркуляционные насосы. Заключительной операцией является закрытие всех запорных органов паропровода. Паропровод, подводящий пар к турбине, отключают от паровой магистрали и соединяют с атмосферой. При останове турбины необходимо следить за разницей температур между верхом и низом ее корпуса, фланцами и шпильками, наружными и внутренними стенками стопорных клапанов и паропроводов.

К плановому относят также режим останова, близкий к аварийному, при испытаниях на мгновенный сброс нагрузки для проверки системы регулирования. Программа этих испытаний утверждается главным инженером станции, а подготовка и сами испытания ведутся в присутствии начальника цеха или его заместителя. Оброс нагрузки проводят, начиная с 50% от номинальной, а затем с 75 и со 100%. При этом температура и давление пара не должны отличаться от нормальных более чем на 5%. Если после отключения генератора от сети срабатывает автомат безопасности, испытания прерывают для наладки системы регулирования. При нормальной работе системы регулирования турбогенератор удерживается на холостом ходу при сбросе любой нагрузки.

При возникновении аварийных ситуаций, если не сработала одна из защит, персонал обязан прекратить доступ пара в турбину командой с дистанционного щита управления или нажатием кнопки автомата безопасности на корпусе переднего подшипника. При этом необходимо убедиться, что стопорный и регулирующий клапаны закрылись, и подать на главный щит управления сигнал «Машина в опасности». «Правилами технической эксплуатации» предусмотрены следующие основные причины останова:

- частота вращения ротора выше уровня, при котором срабатывает автомат безопасности;
- недопустимо большие осевой сдвиг или относительное перемещение ротора турбины;
- резкие отклонения температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева от установленных верхних и нижних предельных значений;
- слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;
- появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;
- внезапная сильная вибрация турбоагрегата;
- появление признаков гидравлических ударов в паропроводах свежего пара или турбине;
- разрыв или трещины в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева или отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в корпусах клапанов и распределительных коробках;
- воспламенение масла на турбине и невозможность немедленной ликвидации пожара имеющимися средствами;
- уменьшение разности давлений между маслом и водородом ниже предельного значения;
- недопустимое снижение давления масла в системе смазки турбины или его уровня в масляном баке, а также недопустимое повышение температуры масла на сливе из любого подшипника или на любой из колодок упорного подшипника;
- снижение вакуума в конденсаторе до аварийного. После закрытия стопорного клапана отключают от сети генератор и перекрывают доступ пара к стопорному клапану и отборам турбины.

Для этого закрывают главные паровые задвижки на паропроводах регулируемых отборов. Время работы на беспаровом режиме ограничено.

В ряде случаев немедленный останов турбины не требуется. Решение о времени останова принимает главный инженер электростанции. «Правила технической эксплуатации» предусматривают необходимость разгрузки или останова турбины в случаях заеданий стопорных клапанов свежего пара или пара промежуточного перегрева, регулирующих клапанов или обратных клапанов отборов; при ненормальной работе вспомогательного оборудования (невозможности устранения причин нарушения нормальной работы без

останова турбины); обнаружении свищей в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева и отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках.