

## Пуско-остановочные режимы

Остановы основного оборудования. В зависимости от назначения остановки основного энергетического оборудования разделяют на следующие типы:

- 1) вывод в резерв на одну ночь (продолжительность простоя 6-8 ч);
- 2) вывод в резерв на выходные дни (40-50 ч);
- 3) вывод в ремонт (остановы агрегатов для ремонта могут быть разделены на аварийные и плановые).

Аварийный останов зачастую проводится, как правило, за счет срабатывания систем защиты в соответствии с условиями эксплуатации энергоблока в аварийной ситуации.

При плановых выводах энергоблоков в резерв независимо от продолжительности простоя стремятся обеспечить сохранение температурного состояния основного оборудования на уровне, близком к номинальному, как в процессе разгрузки, так и при простое. Сохранение более высокой температуры оборудования позволяет сократить продолжительность пусковых операций и тем самым обеспечить более высокий уровень надежности и экономичности при последующем пуске.

При останове блока на ремонт целесообразно, наоборот, обеспечить расхолаживание его для того, чтобы сократить время естественного остывания блока до температуры, когда можно приступить к выполнению ремонтных работ. В большинстве случаев с этой целью производится разгрузка энергоблока на скользящих параметрах с постепенным понижением температуры свежего пара вплоть до температуры насыщения. Такая система останова позволяет за 6-10 ч снизить температуру наиболее нагретых частей ЦВД до 300 °С (даже у самых мощных энергоблоков на критические параметры, имеющих наиболее толстостенные элементы). Дальнейшее расхолаживание под нагрузкой становится невозможным по условиям работы котлов. Поэтому, как правило, для окончательного расхолаживания применяют воздушное охлаждение с использованием штатных или

специальных эжекторных установок. Все это позволяет обеспечить расхолаживание даже турбин на закритические параметры в течение 24-36 ч, в то время как их естественное остывание продолжается около 100 ч.

Пусковые режимы наряду с режимами разгрузки являются основными, характеризующимися снижением вырабатываемой мощности ТЭС. Остановы с последующими пусками используются в основном при прохождении провалов нагрузки значительной продолжительности (6 ч и более) или в условиях, когда разгрузка оборудования не обеспечивает требуемого уровня снижения нагрузки. Преимуществом режима останова с последующим пуском является максимальная глубина разгрузки (100 % установленной мощности). Для осуществления пусковых операций на современных энергоблоках разработаны специальные пусковые схемы.

Дополнительные затраты топлива в режиме пуска. Режимы останова и последующего пуска характеризуются затратами топлива и электроэнергии на этапах подготовки энергоблока к пуску и последующих этапах растопки и повышения параметров и набора нагрузки. Для определения затрат топлива при пусковых операциях разработана методика расчета. В соответствии с этой методикой основные затраты топлива на этапах пуска вычисляются по формуле:

$$\Delta B_{\text{пуск}} = \Delta B_{\text{р}} + \Delta B_{\text{рез}} + \Delta B_{\text{подг}} + \Delta B_{\text{раст}} + \Delta B_{\text{синх}} + \Delta B_{\text{н}} + \Delta B_{\text{стаб}}$$

$\Delta B_{\text{р}}$  – затраты топлива на разгрузку блока;

$\Delta B_{\text{рез}}$  – затраты топлива, связанные с поддержанием блока в резерве, т.е. в остановленном состоянии;

$\Delta B_{\text{подг}}$  – затраты топлива, связанные с подготовительными операциями к пуску блока;

$\Delta B_{\text{раст}}$  – затраты топлива, связанные с растопкой котла и набором параметров пара до «толчковых» для турбины;

$\Delta B_{\text{синх}}$  – затраты топлива на увеличение частоты вращения ротора и синхронизацию турбоагрегата;

$\Delta B_{\text{н}}$  – дополнительный расход топлива, связанный с этапом нагружения;

$\Delta B_{\text{стаб}}$  – дополнительные затраты топлива, связанные с этапом стабилизации теплового состояния (блока) на окончательной нагрузке.

Пуско-остановочные режимы эффективно применять при глубоких и продолжительных провалах нагрузки (в течение более 8-10 ч). Эти режимы имеют ограничение числа пусков за весь срок службы по условиям надежности работы металла (для большинства турбин допустимое число пусков из горячего состояния составляет 1500-2000, а из холодного состояния – 600). Основной причиной этого ограничения является снижение надежности оборудования из-за дополнительных термических напряжений, возникающих в процессе пуска на этапах прогрева оборудования.

Дополнительные термические напряжения при пусковых операциях являются основным фактором ограничения скорости набора нагрузки (продолжительность с момента начала пуска до полного нагружения составляет для большинства блоков 1,5-8 ч в зависимости от времени простоя и типа оборудования).

В настоящее время для снижения термических напряжений в процессе пуска растопка котла, прогрев трубопроводов и набор нагрузки осуществляются на скользящем давлении пара в тракте пароперегревателя свежего пара котла [3].

### **Моторный режим**

Моторный режим (режим двигателя) (МР) представляет собой режим работы турбогенератора, когда подача пара через паровпускные органы турбины прекращается, но генератор от сети не отключается, а переходит в режим двигателя и вращает ротор турбины с синхронной частотой, потребляя из сети мощность, необходимую для преодоления сил трения в подшипниках турбины и генератора, а также для преодоления сил трения и вентиляции в лопаточном аппарате турбины.

В этом случае вакуум в конденсаторе не срывается, в работе остается эжекторная установка и продолжает осуществляться подвод к конденсатору

циркуляционной воды. На уплотнения турбины подается пар, так как практически вся проточная часть ее в этом случае оказывается под вакуумом.

Вращение ротора турбины с синхронной частотой приводит к разогреву направляющих и рабочих лопаток проточной части вследствие трения и вентиляции, а также протечек пара через уплотнения. Для обеспечения допустимого температурного состояния проточной части турбины в этом случае в регенеративные отборы предусматривают подачу небольшого количества, охлаждающего пара от стороннего источника (например, от соседнего агрегата или общестанционной магистрали).

Место подвода определяется следующим образом. Если количество подводимой энергии в ступень превышает количество отводимой энергии, то ступень разогревается и требуется обеспечение отвода теплоты за счет подачи охлаждающего пара. Это условие характерно для последних ступеней турбины, имеющих большую высоту лопаток и высокую окружную скорость их, в результате чего потери на трение и вентиляцию становятся очень большими (для последней ступени турбины К-210-130 эти потери составляют 200 350 кВт и более в зависимости от вакуума в конденсаторе, а для турбины К-300-240 600 кВт и более).

Если количество отводимой теплоты превосходит количество подводимой, то происходит остывание, которое характерно для первых ступеней ЦВД и ЦСД.

Место подвода пара и его параметры определяются исходя из равенства подводимого и отводимого количества теплоты ступени. Этому соответствует условие, когда в установившемся режиме потери на трение и вентиляцию  $Q_{\text{тр.вент}}$  в лопаточном аппарате равны потерям в окружающую среду  $Q_{\text{окр.ср.}}$  и температурное состояние ступени остается на уровне, существующем при режиме работы с полной нагрузкой.

Затраты топлива и электроэнергии на поддержание блока в моторном режиме складываются: из затрат топлива  $\Delta B_{\text{м.р.}}^{\text{п}}$  на выработку сторонними источниками пара, идущего на уплотнения турбины, эжекторную установку и

охлаждение проточной части; из потребления дополнительной энергии механизмами собственных нужд  $\Delta N_{\text{м.р.}}^{\text{с.н.}}$ ; из потребления энергии генератором из сети  $\Delta N_{\text{м.р.}}^{\text{г.}}$ .

При этом затраты топлива определяются в виде

$$\Delta B_{\text{м.р.}} = \Delta B_{\text{м.р.}}^{\text{п.}} + b_{\text{ср}} \cdot (\Delta N_{\text{м.р.}}^{\text{с.н.}} + \Delta N_{\text{м.р.}}^{\text{г.}}),$$

где  $b_{\text{ср}}$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии в среднем по энергосистеме, г/(кВт·ч)

Моторный режим имеет свои достоинства и недостатки. К достоинствам его можно отнести следующее:

- турбина вращается с синхронной частотой, ее не надо разворачивать, можно сразу подавать пар и набирать нагрузку;

- турбина сохраняет температурное состояние, близкое к температурному состоянию при работе под нагрузкой, что снижает термические напряжения при наборе нагрузки и позволяет повысить скорость ее набора; отсутствие этапа разворота ротора турбины уменьшает расхолаживание ее органов паровпуска, что снижает термические напряжения; обеспечивается глубокая (до 100 %) разгрузка блока;

- генератор турбоагрегата, находящегося в МР, можно использовать в качестве синхронного компенсатора для выработки или потребления реактивной составляющей мощности.

Недостатками этого режима являются:

- дополнительные затраты топлива и энергии на поддержание моторного режима;

- сохранение затрат топлива, связанных с остановом и пуском котла при блочных установках.

Экспериментальные исследования показали, что применение МР экономически целесообразно при продолжительности провала нагрузки в энергосистеме не более 8 ч, а при использовании генератора в режиме синхронного компенсатора до 15 ч. В настоящее время этот режим не нашел широкого применения в практике эксплуатации. Наиболее эффективно его

использование на станциях с поперечными связями при турбоагрегатах мощностью не более 100 МВт.

### **Режим горячего вращающегося резерва**

Режим горячего вращающегося резерва (ГВР), который также называют режимом частичных оборотов (РЧО), сводится к следующему: Энергоблок разгружается на скользких параметрах, генератор отключается от сети. Закрывается главная паровая задвижка (ГПЗ) турбины, и при достижении частоты вращения ротора турбины, равной 800-1100 мин<sup>-1</sup>, через байпас ГПЗ подается пар с таким расчетом, чтобы частота вращения ротора сохранялась на этом уровне. В этом случае котел продолжает работать с одним дымососом и одним вентилятором, а поддержание выработки небольшого количества пара обеспечивается работой на одной растопочной форсунке или газовой горелке. Вакуум в конденсаторе сохраняется, и на уплотнения турбины подается пар по пусковой схеме энергоблока.

Режим горячего вращающегося резерва имеет свои достоинства и недостатки. К достоинствам режима ГВР можно отнести следующее:

- котел остается в работе, трубопроводы свежего пара и пара промежуточного перегрева находятся все время в прогретом состоянии;
- отсутствует этап пуска с «толчком» турбины, и при пуске блока требуются только «добор» частоты вращения до номинальной и синхронизация генератора, что уменьшает расхолаживание турбины.

Недостатками режима ГВР являются:

- разогрев последних ступеней ЦСД и ЦВД турбины из-за высокой температуры пара на входе в ЦСД и малого внутреннего относительного КПД проточной части при малом расходе пара;
- невозможность увеличения расхода пара через пароперегреватель котла, так как повышение этого расхода приводит к недопустимому увеличению частоты вращения турбины;
- довольно большой расход теплоты на поддержание режима ГВР.

Экспериментальные исследования показали, что применение режима ГВР экономически целесообразно по сравнению с остановочно-пусковым режимом при продолжительности провала нагрузки в энергосистеме не более 5 ч. В настоящее время этот режим не нашел широкого применения в практике эксплуатации.