

ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ ТУРБИНЫ ЭНЕРГОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 200 МВт С КОТЛОМ ТП-100 ПРИ РАБОТЕ В ГОРЯЧЕМ ВРАЩАЮЩЕМСЯ РЕЗЕРВЕ

Литвинцев Г.М. (ГТУ, Ухта)

Ввод в эксплуатацию АЭС, строительство новых и расширение действующих ТЭС, работающих в базовой части графика нагрузок, ~ 35 лет назад вызвал трудности при покрытии провалов электрических нагрузок энергосистем: к регулированию переменного графика нагрузок стали привлекаться энергоблоки до и сверхкритического давления, включая энергоблоки мощностью 200 МВт.

При значительной разгрузке в ночное время энергоблоков на ряде ТЭС значительная часть оборудования ежедневно должна была выводиться в резерв. Такой режим работы снижал надёжность работы энергоблоков и требовал проведения промышленного эксперимента, целью которого был поиск наиболее щадящих режимов работы оборудования в часы провала графика нагрузок. Промышленный эксперимент был проведён на энергоблоке мощностью 200 МВт Старобешевской ГРЭС [1], что позволило отработать новый режим работы оборудования – режим горячего вращающегося резерва (РГВР).

При РГВР поддерживается паропроизводительность котла на уровне, достаточном для обеспечения скорости вращения валопровода турбоагрегата на уровне 800-100 об./мин.

До 1980 г. в исследовательских целях на указанной электростанции по согласованной с ОАО «ЛМЗ» и ПЭО «Донбассэнерго» программе было выполнено 48 переводов энергоблоков в РГВР: энергоблока № 4 – 25 раз; энергоблока № 6 – 21 раз; энергоблока № 8 – 1 раз; энергоблока № 12 – 1 раз. Суммарная наработка энергоблоков ГРЭС в режиме РГВР составила 248 ч.

Опытно-промышленное исследование работы энергоблока в РГВР выполнено в 4 этапа:

- проверка технической возможности режима на действующем энергоблоке [1, 2];
- оценка теплового состояния проточной части цилиндров турбины на работающем энергоблоке;
- оценка теплового состояния цилиндров турбины с применением устройств захлаживания низкотемпературным паром;
- определение прямым замером расхода топлива, электроэнергии и пара на собственные нужды при работе энергоблока в РГВР и при пуске, в простое в режиме горячего резерва (РГР) и при пуске, для оценки экономического преимущества одного из них [3].

После проверки технической возможности ра-

боты в РГВР энергоблок был оснащён дополнительными средствами измерения для контроля температур.

При выводе энергоблока из РГВР и его нагружении отмечался устойчивый рост температуры острого и вторичного пара, что объясняется постоянством протечки пара через змеевики пароперегревателей и, как следствие, отсутствием необходимости применения впрысков [4].

При рассмотрении материалов промышленных испытаний особый интерес представляют замеры температур пара, выполненные с использованием термопар с кремнеземистой термостойкой изоляцией, у корня лопаток направляющих аппаратов со стороны обода диафрагм ступеней 4, 9, 12 (ЦВД), 14 и 23 (ЦСД, 26 и 27 (ЦНД), а также в камерах 1, П, Ш отборов в верхней части ЦВД и ЦСД (это позволило с большей достоверностью судить о температурном состоянии проточной части цилиндров турбины при работе энергоблока в РГВР).

Анализ температурных характеристик ЦВД, ЦСД, ЦНД паровой турбины, полученных при работе энергоблока мощностью 200 МВт Старобешевской ГРЭС, представлен ниже.

Основные результаты работы котла ТП-100 в РГВР опубликованы в работе [4], в которой отмечены технологические преимущества работы котла в РГВР по сравнению с работой котла с РГР. Анализ теплового состояния паровпускных элементов турбины, работающей поочередно в обоих режимах, рассмотрен в работе [5].

Измерения температуры показали, что в проточной части цилиндров турбины при работе энергоблока в РГВР, несмотря на пониженную частоту вращения валопровода турбоагрегата (800-100 об./мин), за счёт потерь на трение и вентиляцию [6], наблюдался рост температуры пара до значений несколько превышающих нормативный уровень: ступень № 4 – 480, ступень № 9 – 410, ступень № 12 – 400, ступень № 23 – 260, ступень № 27 – 170 °С.

Для снижения температуры пара в проточной части ЦНД в рессиверные трубы подавался из уравнительной линии деаэратора пар с давлением 0,35 МПа и температурой 160 °С в количестве 2,0-2,2 т/ч (0,56-6,0 кг/с).

Пар на охлаждение ЦСД и ЦНД турбины К-200-12,8 подавался по трубам диаметром 108x4 мм, оснащёнными арматурой и измерительными

устройствами, монтаж которых был выполнен по разработанной ЮжВТИ схемам.

Применение захолаживающих устройств сняло ограничение по температуре и открыло путь к широкому применению новой технологии резервирования энергоблоком энергетической мощности.

Температура пара в регулирующей ступени ЦВД турбины за 6,5 ч работы энергоблока в РГВР снижается всего лишь с 460 до 425 °С.

Разность температур верх-низа ЦВД турбины в зоне паровпуска на протяжении всего периода и вывода энергоблока из РГВР не превышала 20 против 40 0С и более перед толчком валопровода турбоагрегата при пуске из РГР.

Разность температур по толщине стенки ЦВД турбины в зоне паровпуска, которая является одним из основных критериев надёжности, составляла на протяжении всего периода работы энергоблока в РГВР не более 10 против 35 °С по норме.

Замер температуры металла нижнего фланца ЦВД турбины в зоне паровпуска выполнялся как на поверхности, так и на глубине 330 мм.

Разность температур фланцев ЦВД и ЦСД турбины К-200-12,8 и разность температур фланцев – шпилька показали отсутствие термонапряжений в рассмотренных элементах конструкции турбины на обоих режимах работы (РГВР и РГР).

Температура вторичного пара перед ЦСД турбины при исходном уровне 535 0С и длительности работы РГВР 6,5 ч снижается максимально до 345 °С, а в регулирующей ступени – до 370 °С.

Осевой сдвиг ротора турбины не превышает величину «-0,1 мм» против «0,3-0,4 мм» при работе энергоблока под нагрузкой.

Для визуального наблюдения за влажностью пара на последних ступенях ЦНД были установлены в верхней половине цилиндра со стороны турбогенератора два иллюминатора диаметром 150 мм с применением органического стекла толщиной 155 мм.

При частоте вращения валопровода турбины 800-100 об./мин. и просвечиванием внутрицилиндрового пространства переносным источником света, наличия влаги на рабочих и направляющих лопатках, на внутренней стенке цилиндра не наблюдалось, что объясняется повышенной температурой пара по сравнению с температурой пара при пуске турбины из РГР.

Отсутствие влаги предотвращает проточную часть ЦНД от эрозионного износа и, следовательно, является положительным фактором РГВР.

Температура выхлопного патрубка зависит от вакуума в конденсаторе турбины.

При проведении 48 опытно-промышленных переводов турбины К-200-12,8 в РГВР не было ни одного случая замедления пуска или технической неисправности, которые могли бы повлиять на формирование графика утреннего максимума электрических нагрузок.

Общая продолжительность пуска турбины из

РГВР вплоть до выхода на номинальную мощность не превышала 1,5-2,0 ч при минимальных трудозатратах.

Вместе с тем, необходимо отметить, что имеется технологическая возможность дальнейшего сокращения продолжительности пуска турбины из РГВР.

Сравнение работы энергоблока мощностью 200 МВт Старобешевской ГРЭС, оснащённым котлом ТП-100 и турбиной К-200-12,8, на двух режимах эксплуатации с учётом работ [3,4,7] выявило следующие преимущества (или равенство) РГВР над РГР:

- тепловое состояние паровпускных элементов турбины (АСК, АЗК, перепускные трубы, регулирующие клапаны) практически соответствует тепловому состоянию элементов конструкций при нахождении в РГР [5];

- применение захолаживающих устройств снижает температуру пара в проточной части всех цилиндров турбины до нормативных значений;

- сокращаются разности температур между верхом и низом ЦВД и ЦСД турбины;

- после перевода энергоблока в РГВР обеспечивается замедленное снижение температур острого и вторичного пара, что способствует поддержанию относительных положений роторов и цилиндров в пределах нормативных значений;

- влага в паре отсутствует, что препятствует эрозионному износу входных кромок рабочих лопаток ЦНД и повышает надёжность их работы в РГВР;

- отсутствуют тепловые удары, возникающие при выпаривании водяных пробок из змеевиков пароперегревателей при пусках из РГР [4], что приводит к повышению надёжности пароперегревателей;

- практически не требуется регулировка температур острого и вторичного пара впрысками мелкодисперсной влаги при выводе энергоблока из РГВР, что исключает скачки температур пара и, следовательно, металла змеевиков. Отсутствует развёртка температур металла по всем змеевикам пароперегревателей [4];

- существенно в РГВР повышается надёжность работы гибов пароперегревателей водопусковых труб котла. Повышается маневренность и экономичность работы энергоблока [3] во всех периодах пуска;

- РГВР является не только щадящим для оборудования, но и благоприятным режимом для обслуживающего персонала в силу работы энергоблока по схеме, соответствующей работе энергоблока под нагрузкой (пусковые операции сведены до минимума);

- быстрое погашение котла (за 1-2 мин.), за исключением двух мазутных форсунок или двух газовых горелок, при переводе энергоблока в РГВР, исключает затягивание леток расплавленным шлаком, что имеет место при останове котла в РГР.

Имеется ряд положительных отзывов о работе энергоблоков в РГВР, в том числе:

- РГВР годен для использования в условиях ночного провала графика электрических нагрузок ТЭС. Он является лучшим по технологичности и надёжности [8];

- РГВР годен для использования в часы ночного провала графика электрических нагрузок ТЭС с использованием схем расхолаживания проточной части ЦСД и ЦНД [9];

- РГВР предпочтительнее других способов [10].

Выводы.

Длительная в течение 20 – 27 лет эксплуатация энергоблоков мощностью 200 МВт с котлами ТП-100 после проведения промышленных испытаний показала отсутствие снижения надёжности работы энергоблоков в РГВР. РГВР целесообразен для использования в часы ночного провала графиков электрических нагрузок энергосистем.

Литература

1. А.с. 381798 (СССР). Способы работы паротурбинного блока в ре-

зерве. /А.Г. Корниенко, В.В. Литовкин, Г.М. Литвинцев и др.// Оpubл. в Б.И., 1973, № 22.

2. А.с. 1038495 (СССР). Энергоблок. /А.А. Мадоян, И.А. Тищенко, Г.М. Литвинцев и др.// Оpubл. в Б.И., 1983, № 32.

3. Литвинцев Г.М., Абрамов С.Г., Тишин С.Г. Исследование экономичности энергоблока 200 МВт с парогенератором ТП-100 при работе в РГВР. – Электрические станции, 198, № 12.

4. Литвинцев Г.М. Работа котла ТП-100 в режиме горячего вращающегося резерва энергоблока. – Электрические станции, 1980, № 8.

5. Литвинцев Г.М. Тепловое состояние элементов турбины К-200-130 ЛМЗ паротурбинного блока 200 МВт при работе в РГВР. – Электрические станции, 1987, № 4.

6. Неуймин В.М. Математические зависимости для оценки вентиляционных потерь мощности в ступенях осевых турбомашин и их анализ. – Новое в российской электроэнергетике, 2004, № 10.

7. Инструкция ЛМЗ № 1416 по пуску и обслуживанию паровой турбины К-200-130-1. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову энергоблока 200 МВт с котлом ТП-100. – М., ОРГРЭС, 1977.

8. С.В. Усов, С.А. Казаров. Режимы тепловых электростанций. – М., Энергоатомиздат, 1985.

9. А.В. Антонович, А.А. Мадоян, Е.В. Штефан. Повышение надёжности турбины К-200-130 и использование для регулирования графиков электрических нагрузок. – Киев, Знание, 1983.

10. А.Г. Прокопенко, И.С. Мысак. Стационарные, переменные и пусковые режимы энергоблоков ТЭС. – М., Энергоатомиздат, 1990.

