

провод—земля (при $Z_{\partial K} = Z_{\partial L} = 0$), что соответствует физической сущности процессов в петле ИДЗ и подтверждает правильность полученного выражения (5).

Предполагая, что удельные сопротивления линии $Z_{1уд}$, $Z_{2уд}$, $Z_{0уд}$ равномерно распределены по длине l_{ML} участка ML , и записав выражение (5) для реактивных удельных сопротивлений $X_{1уд}$, $X_{2уд}$, $X_{0уд}$, получим формулу для ОМП по ПАР при ИДЗ:

$$I_{ML} = \frac{3U_{MC} \sin \varphi}{I_{MB} (X_{1уд} + X_{2уд} + X_{0уд})}, \quad (7)$$

где φ — угол между током и напряжением в петле ИДЗ. Сумму $X_{1уд} + X_{2уд} + X_{0уд}$ можно назвать расчетным удельным сопротивлением линии при ОМП по ПАР при ИДЗ. Расчет расстояния по индуктивным сопротивлениям линии позволяет исключить влияние активных сопротивлений линий, а также сопротивлений $Z_{\partial K}$, $Z_{\partial L}$, которые можно считать активными, на результат ОМП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ш а л ы т Г.М. Определение мест повреждений в электрических сетях. — М.: Энергоиздат, 1982. — 312 с. 2. П е к л е р В.Н. Определение места однофазного замыкания в воздушных сетях с изолированной нейтралью. — Промышл. энергетика, 1973, № 5, с.24—27. 3. Ч е р н и н А.Б., Л о с е в С.Б. Основы вычислений электрических величин для релейной защиты при сложных повреждениях в электрических системах. — М.: Энергия, 1971. — 440 с. 4. У л ь я н о в С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.—Л.: Энергия, 1964. — 704 с.

УДК 621.311.22(088.8)

В.А.ЧИЖ, В.К.БАЛАБАНОВИЧ, канд.техн.наук,
Н.И.ШКОДА, канд.техн.наук (БПИ)

К ВЫБОРУ СПОСОБА ГЛУБОКОЙ РАЗГРУЗКИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Возрастающая доля АЭС приводит к необходимости полной или частичной разгрузки всего генерирующего оборудования ТЭС на органическом топливе. Поэтому актуальной становится задача превращения энергоблоков, включая энергоблоки ТЭЦ, в полупиковые. Сложная проблема маневренности паровых турбин — это не только повреждаемость деталей вследствие малоциклового усталости, но и ухудшение вибрационной надежности облопачивания, надежности работы последних лопаток и др. [1].

Для достаточно эффективного с технической и экономической точек зрения прохождения провалов электрических нагрузок на ТЭС разработан ряд технических решений [2—4]. Применительно

к ТЭЦ заслуживает внимания способ разгрузки теплофикационных паротурбинных установок, разработанный Белорусским отделением ВНИПИЭнергопрома [3]. Основными достоинствами этого проекта являются то, что он позволяет обеспечить тепловых потребителей и технологические нужды электростанции, а также исключает остановы котлоагрегатов на период сниженной электрической нагрузки. В этом случае снижается расход свежего пара на турбину до 20 % от номинального и соответственно из ее отборов на сетевые подогреватели, и свежий пар через редукиционно-охладительные установки направляется в дополнительные сетевые подогреватели, включенные по сетевой воде с основными подогревателями последовательно.

Вместе с тем следует отметить, что при малых расходах пара на турбину исключается возможность использования встроенных в конденсатор турбины теплофикационных пучков для подогрева сетевой воды, так как на таких режимах из-за значительного дросселирования потока пара в турбине и его перегрева потребуются открытие регулирующих органов части низкого давления и значительный пропуск пара через последние ступени турбины в конденсатор. В конечном итоге это приводит к повышению удельных расходов топлива на выработку электроэнергии.

В БПИ разработан способ разгрузки теплофикационных турбин, повышающий эффективность и надежность их за счет сохранения в работе на всех режимах теплофикационных пучков без изменения условий работы части низкого давления. При этом обеспечивается более глубокая разгрузка турбин. Основу способа составляет использование редукиционно-охладительной установки (РОУ) для байпасирования по свежему пару отдельных частей турбины. Причем целесообразно перевести в беспаровой режим части высокого (ЧВД) и среднего (ЧСД) давлений турбины вплоть до промежуточного отсека (ПО). При обеспаривании ЧВД и ЧСД редуцированный и охлажденный пар после РОУ направляют на дополнительный подогреватель сетевой воды и в камеру верхнего отопительного отбора, что позволяет использовать ПО в турбинном режиме, а поддержание объемного пропуска пара через него на уровне расчетного обеспечит высокий КПД проточной части. По аналогии с принятыми в [5] сокращениями назовем такой режим частично беспаровым режимом (ЧБПР).

Тепловая схема турбоустановки, обеспечивающая работу турбины в ЧБПР, представлена на рис. 1. При снижении электрической нагрузки тепловой электростанции котел 1 разгружается по свежему пару на значение, определяемое уменьшением выработки электроэнергии и количеством охлаждающей воды, которая впрыскивается в парохладитель редукиционно-охладительной установки 2, уменьшается расход свежего пара в часть высокого давления 3 турбины и соответственно из ее отборов на верхний 4 и нижний 5 сетевые подогреватели, что приводит к снижению температуры прямой сетевой воды. По импульсу начала снижения температуры сетевой

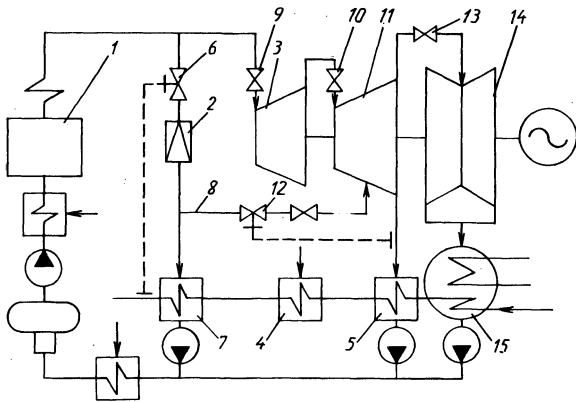


Рис. 1. Схема разгрузки теплофикационной турбоустановки.

воды открывается регулирующий клапан 6, свежий пар через редукционно-охлаждающую установку 2 направляется в дополнительную сетевую подогревательную установку 7 и по линии 8 в камеру верхнего отбора. При этом часть высокого давления 3 турбины переводят в беспаровой режим закрытием запорных устройств 9 и 10. Постоянный (расчетный) объемный пропуск пара через промежуточный отсек части среднего давления 11 обеспечивается регулирующим клапаном 12 по импульсу давления в линии отбора пара на подогреватель 5. При повышении давления в нижнем отборе и соответствующем уменьшении удельного объема пара расход последнего по линии 8 через регулирующий клапан 12 увеличится и наоборот, обеспечивая таким образом постоянный объемный пропуск пара через промежуточный отсек и его максимальный внутренний относительный кпд. Регулирующая диафрагма 13 части низкого давления 14 находится в закрытом состоянии и обеспечивает минимально-вентиляционный пропуск пара в конденсатор на всех режимах работы турбоустановки. Утилизация теплоты вентиляционного пропуска пара осуществляется во встроенном трубном пучке 15.

Важным фактором является возможность изменения с помощью РОУ не только давления пара в верхнем отборе, но и температуры этого пара. Последнее важно для обеспечения охлаждения ЧНД. Управление впрыском РОУ должно вестись по импульсу температуры пара за последней ступенью, которая должна поддерживаться на допустимом уровне за счет поддержания соответствующего состояния пара после РОУ. Такой способ регулирования температуры охлаждающего пара перед ЧНД позволит отказаться от впрыска конденсата в выхлопной патрубков турбины, что важно для обеспечения надежной ее работы [6]. Очевидно, что режим и условия работы отсеков турбины от верхнего теплофикационного отбора до конденсатора на период разгрузки не ухудшаются. Рабо-

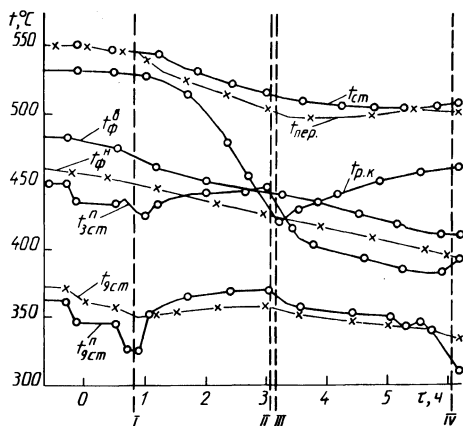


Рис. 2. Температурное состояние паровыпускных органов и проточной части ЦВД турбины Т-100-130 при работе в беспаровом режиме (по данным [4]): I — начало моторного режима; II — открытие стопорного клапана; III — открытие поворотных диафрагм в ЦВД; IV — конец моторного режима.

ту отсеков турбины выше камеры верхнего теплофикационного отбора можно организовать и рассматривать как их работу в моторном режиме (МР) с той лишь разницей, что вращение ротора турбины происходит не за счет потребления мощности из сети, а за счет работы ступеней промежуточного отсека в активном режиме.

Известно, что МР обеспечивает температурное состояние элементов турбины, позволяющее быстро, в течение 20—25 мин, переводить турбину в активный режим работы [4]. При работе турбины в ЧБПР расход пара через промежуточный отсек может регулироваться автоматически по давлению в линии подвода пара к нижнему сетевому подогревателю, обеспечивая на всех режимах постоянный объемный расход пара через отсек и его максимальный кпд. Задачу обеспечения надежной работы отсеков турбины в беспаровом режиме рассмотрим применительно к турбине Т-100-130 по аналогии со схемой перевода турбины в МР, разработанной ВТИ совместно с ПО ТМЗ и Мосэнерго [4]. Для этого требуется предусмотреть подвод свежего пара в первую камеру переднего концевого уплотнения ЦВД из 1 отбора соседней работающей турбины в первую камеру переднего концевого уплотнения ЦСД.

Анализ результатов исследований [4] показывает, что при описанной выше схеме охлаждения отсеков турбины до верхнего теплофикационного отбора обеспечивается оптимальное тепловое состояние турбины в период работы ее в ЧБПР. Однако за период разгрузки и последующей работы турбины в ЧБПР будет происходить расхолаживание стопорного и регулирующего клапанов. В течение 6—7 ч работы в ЧБПР, также как и в МР (рис. 2 по данным [4]), при закрытом стопорном клапане расхолаживание его достигает 40—50 °С, а перепускных труб — 80—90 °С. На рис. 2 представлены графики изменения следующих значений: $t_{\phi}^в$, $t_{\phi}^н$ — температура внутренней и наружной поверхности фланца в районе регулирующей ступени; $t_{ст}$, $t_{пер}$ и $t_{рк}$ — температуры внутренней поверхности корпуса стопорного клапана, перепускной трубы

и крышки первого регулирующего клапана; $t_{3\text{ст}}^{\text{п}}$ и $t_{9\text{ст}}^{\text{п}}$ — температура пара в 3-й и 9-й ступенях соответственно; $t_{9\text{ст}}$ — температура металла диафрагмы 9-й ступени. Тепловое состояние стопорного клапана, перепускных труб и регулирующих клапанов можно поддерживать на более высоком уровне, близком к номинальному, если оставить открытыми ГПЗ или байпас ГПЗ и стопорный клапан при открытых дренажах перепускных труб. Дренажные протечки свежего пара можно подавать в первую камеру переднего концевого уплотнения ЦВД, что уменьшит расхолаживание ротора высокого давления. Для предупреждения расхолаживания регулирующих клапанов необходимо использовать подачу острого пара по схеме, предусмотренной заводом для данного типа турбин.

За время загрузки и работы в МР в течение ночи наблюдается снижение температуры верха ЦВД с 510 до 440 °С и наружной поверхности фланцев в зоне регулирующей ступени с 450 до 400 °С. Разности температур по высоте корпуса и ширине фланцев ЦВД составляют 20—25 °С. Проточная часть ЦВД при переходе в МР расхолаживается на 20—40 °С, а при работе в МР постепенно нагревается до уровня, наблюдаемого при работе под нагрузкой. При открытых стопорных клапанах и ГПЗ существенное влияние оказывают протечки пара. Как видно из рис. 2, после открытия стопорного клапана температура пара в 3-й ступени ЦВД за 3 ч снизилась с 445 до 375 °С. Такое снижение температуры может привести к появлению дополнительных термических напряжений в роторе высокого давления. Поэтому при переводе турбины в МР стопорный клапан необходимо закрывать, а продувку и прогрев перепускных труб выполнять перед выходом в активный режим.

Приведенный анализ показывает, что для обеспечения надежной работы переднего уплотнения ЦВД и ротора высокого давления необходима подача свежего пара в первую камеру переднего уплотнения ЦВД с температурой 450—480 °С, что позволяет поддерживать температуру в ней на уровне 425—450 °С. При этом изменение вакуума в широких пределах практически не влияет на температуру проточной части ЦВД. Поэтому при работе турбины в МР специального охлаждения проточной части ЦВД не требуется.

Надежная работа переднего уплотнения ЦВД обеспечивается подачей пара из первого отбора соседней турбины с температурой 325—330 °С в первую камеру уплотнения ЦВД, что гарантирует стабильное температурное их состояние на уровне номинальной температуры (300—320 °С).

Как показано выше, основной лимитирующий фактор — нагрев проточной части ЦВД, имеющий место в МР — при ЧБПР отпадает и не требуется организации подачи охлаждающего пара в этот цилиндр. Причем в предложенной схеме возможно использование обратного потока пара из камеры верхнего отбора для регулирования температурного уровня всего ЦВД.

Таким образом, проточная часть турбины будет работать в температурных условиях, близких к номинальным, что даст возмож-

ность быстро переводить турбину в режим нагружения с подачей пара в ЧВД. При работе в ЧБПР обеспечивается утилизация теплоты вентиляционного пропуска пара в теплофикационном пучке и снижение минимальной мощности турбины.

Следует отметить, что работа теплофикационных турбин за счет осуществления подвода пара непосредственно в камеру теплофикационного отбора другой турбины этого же типа при беспаровом режиме работы ступеней высокого и среднего давлений экспериментально проверена на турбинах Т-50-130 и ПТ-60-130 [5].

Для базового варианта перевода энергоблока Т-100-130 в маневренный режим работы по сравнению с прототипом за счет использования теплофикационных пучков и повышения кпд турбоустановки обеспечивается экономия до двух процентов годового расхода топлива, что составляет 3000 т у. т. Минимальная мощность турбины по сравнению с проектом [3] снизится на 15 %, что соответствует дополнительной экономии расчетных затрат (по данным ВНИПИэнергопрома [3]) порядка 40 тыс.руб.

Предложен высокоэффективный способ разгрузки ТЭЦ, позволяющий расширить регулировочный диапазон турбин до 90—95 % при одновременном повышении надежности работы ступеней ЧНД и выходного патрубка турбины за счет улучшения их охлаждения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Т р о я н о в с к и й Б.М. Паровые турбины. Успехи, нерешенные проблемы. — Теплоэнергетика, 1983, № 1, с. 6—11. 2. Развитие теплоэлектроцентралей на новом этапе/В.П.Корытников, М.И.Гитман, Я.А.Ковылянский и др. — Электрические станции, 1979, № 11, с. 16—22. 3. К н о т ь к о П.Н., Р о в е к И.И., Я к о в л е в Б.В. Технические решения использования ТЭЦ в маневренном режиме. — В кн.: ВНИПИэнергопром: Перспективы развития систем централизованного теплоснабжения в СССР. М., 1981, с. 100—105. 4. Применение моторного режима на тепловых электрических станциях/А.А.Мадоян, Б.Л.Левченко, Э.К.Аракелян и др./Под ред. А.А.Мадояна. — М.: Энергия, 1980. — 256 с. 5. Ш а п и р о Г.А. Повышение эффективности работы ТЭЦ. — М.: Энергоиздат, 1981. — 200 с. 6. Предотвращение повреждений рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин из-за эрозии их выходных кромок: Эксплуатац. циркуляр Главтехуправления Минэнерго СССР и Техуправления Минэнергомашина № Т-4/80. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. — 10 с.