

ными с вильчатыми хвостовиками рабочих лопаток и за счет перевода части низкого давления на двухступенчатую конструкцию с высотой лопатки последней ступени 660 мм.

Реконструкция турбины обеспечивает:

- повышение надежности ротора низкого давления;
- снижение интенсивности эрозионного износа рабочих лопаток ЧНД;
- увеличение отопительной нагрузки турбины на 8 Гкал/ч;
- уменьшение потерь на трение и вентиляцию на 1,0–1,3 МВт;
- увеличение КПД последних ступеней на большей части режимов;
- повышение маневренности турбины и упрощение ее пуска из различных тепловых состояний.

УДК 621.311.153.001

СРАВНЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ПОЛУЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОЙ (ПИКОВОЙ) МОЩНОСТИ НА ТЭЦ

Сенько В.А., Левчук М.А., Транчак Н.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Увеличение переменной части графиков суточной и недельной нагрузки в объединенной энергосистеме привели к изменению условий работы теплоэнергетического оборудования, привлекаемого к регулированию графиков электрической нагрузки. Около половины генерирующих мощностей Беларуси составляют теплофикационные установки, и в таких условиях актуальным является исследование возможности и целесообразности использования резерва их мощности в составе горячего (вращающегося) резерва мощности энергосистемы.

Как известно, резервная (пиковая) мощность на теплофикационных агрегатах может быть получена за счет [1, 2]:

- допустимого форсирования турбин (сверх номинального режима);
- временного сокращения отборов в систему регенерации (в основном за счет частичного обвода подогревателей высокого давления (ПВД));
- временного сокращения нагрузки производственных отборов (с возмещением ее через редуционно-охладительные установки);
- временного сокращения нагрузки теплофикационных отборов.

Величина и экономичность получаемой резервной мощности отличается для каждого из указанных четырех способов.

Способы перечислены в порядке снижения ценности получаемого дополнительного потока пара в проточную часть турбины: соответственно, на ее вход, в отборы системы регенерации, регулируемые П и Т отборы. При этом экономичность получения резервной мощности от первого к четвертому способу снижается, а значения удельного расхода q_{\max} теплоты на выработку резервного (пикового) 1 кВт·ч электроэнергии – возрастают [2].

В таблице 1 по данным [2] представлены показатели экономичности получения резервной (пиковой) мощности на турбине ПТ-60-130/13 перечисленными способами.

При получении дополнительной (пиковой) мощности N_{\max} первым способом, то есть *форсированием турбоагрегата* экономичность теплового процесса турбины обычно снижается в связи с тем, что проточные части отдельных отсеков турбины

работают в нерасчетном режиме, а давление в отборах может повышаться сверх необходимого.

Таблица 1. Значения удельного расхода теплоты на выработку резервного (пикового) 1 кВт·ч электроэнергии турбиной ПТ-60-130/13

	Способ получения ΔN_{\max}			
	I	II	III	IV
q_{\max} , ккал/кВт·ч	2400	2600	4600	6100

В целом величина q_{\max} сравнима с величиной удельного расхода теплоты q_k на выработку электроэнергии данным турбоагрегатом в конденсационном режиме.

При получении резервной (пиковой) мощности *ограничением расхода пара в систему регенерации* в основном используется отключение только подогревателей высокого давления, что позволяет повысить мощность турбины на 10–12 %.

Отключение всех ПВД при сохранении нагрузки отопительных отборов неизменной приводит (с учетом ухудшения вакуума) к увеличению удельного расхода теплоты на конденсационную выработку электроэнергии примерно на 30 % [3].

В период использования пиковых водогрейных котлов (ПВК) отключение ПВД может приводить к повышению тепловой экономичности работы ТЭЦ вследствие увеличения отпуска теплоты из отборов турбоагрегатов и соответствующего вытеснения нагрузки ПВК. При этом, несмотря на ухудшение регенеративного цикла турбоустановки из-за отключения регенеративных подогревателей высокого давления, увеличивается выработка электроэнергии на тепловом потреблении [4].

Сказанное объясняется тем, что при работе теплофикационных турбоустановок по тепловому графику с минимальным открытием поворотных диафрагм части низкого давления значение потерь теплоты в конденсаторе минимально и практически не зависит от работы системы регенерации. В этом случае, снижение эффективности регенерации при вытеснении регенеративных отборов выражается лишь в уменьшении конечной температуры подогрева питательной воды и, следовательно, влечет за собой необходимость увеличения расхода топлива на форсирование котельного агрегата для поддержания прежнего расхода свежего пара и его номинальной температуры с соответствующим ростом потребной тяги, развиваемой тягодутьевыми механизмами.

Одновременно при этом возможно получение дополнительных электрической и тепловой мощности с помощью частично вытесненных потоков пара на подогреватели высокого давления и, следовательно, экономии топлива на замещающей станции и пиковых водогрейных котлах.

Получение резервной (пиковой) мощности за счет *сокращения регулируемых отборов* обычно рассматривается применительно к *теплофикационному* отбору, не смотря на то, что этот способ дает наиболее высокие значения q_{\max} .

Дополнительно отметим, что снижение тепловой нагрузки отборов турбины необходимо компенсировать увеличением отпуска теплоты от ПВК.

Получение дополнительной (пиковой) мощности за счет уменьшения тепловой нагрузки отопительных отборов сопровождается увеличением расхода пара в конденсатор. В этом случае поворотная регулирующая диафрагма части низкого давления постепенно открывается; при этом тепловая нагрузка турбины уменьшается, а электрическая – увеличивается. Этот процесс может продолжаться до момента перевода турбоагрегата полностью в конденсационный режим.

Получение дополнительной (пиковой) мощности сопровождается значительным ростом удельного расхода теплоты (и топлива) на выработку электрической энергии.

На рисунке 1 по данным [1] приведено изменение удельного расхода топлива b при выработке дополнительной электрической мощности на энергоблоке с турбиной Т-250/300-240 за счет передачи нагрузки теплофикационных отборов на водогрейные котлы.

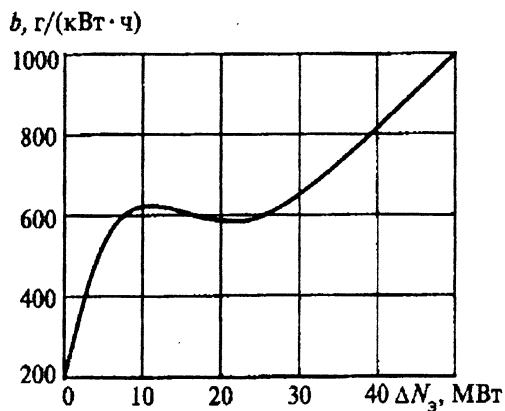


Рис. 1. Изменение удельного расхода топлива при получении дополнительной электрической мощности на энергоблоке с турбиной Т-250/300-240 при ограничении отопительного отбора

График построен при расходе свежего пара D_0 , близком к номинальному.

Анализ графика показывает, что при открытии диафрагмы величина b в начальный момент резко возрастает, затем остается примерно постоянной до момента, когда диафрагма будет полностью открыта. При дальнейшем повышении мощности (вплоть до перевода турбины в чисто конденсационный режим), как видно из рисунка 1, удельные расходы топлива на выработку электроэнергии существенно возрастают.

Отмеченное объясняется тем, что первоначально по мере открытия диафрагмы понижается давление в регулируемых отборах пара, и рост мощности происходит не только за счет работы, совершаемой дополнительным потоком пара, идущим в конденсатор, но и за счет увеличения выработки электроэнергии всем потоком пара вследствие повышения срабатываемого теплоперепада.

При полностью открытой регулирующей диафрагме дальнейшее увеличение расхода пара в часть низкого давления (ЧНД) и конденсатор возможно лишь за счет повышения давления в камере регулируемого отбора, что достигается обходом части сетевой воды помимо сетевых подогревателей. В этом случае прирост электрической мощности происходит только за счет работы пара в ЧНД, что и приводит к резкому росту удельного расхода теплоты и топлива на выработку электрической энергии.

Таким образом, для максимально экономичного получения резервной (пиковой) мощности, снижение тепловой нагрузки на турбоагрегате следует производить до того момента, когда регулирующая диафрагма будет полностью открыта, а затем целесообразно начать снижение тепловой нагрузки на следующем агрегате ТЭС.

Похожие результаты получены в [5], где исследована экономичность получения дополнительной мощности турбины Т-100-130.

На рисунке 2 представлено необходимое снижение тепловой нагрузки турбины Т-100-130 для получения 1 МВт дополнительной (пиковой) электрической мощности. Эта величина одновременно является и показателем тепловой экономичности получения резервной мощности $q_{\text{доп}}$ (рисунок 3).

Как видно, при ограничении нагрузки теплофикационных отборов удельный расход теплоты на выработку дополнительной мощности $q_{\text{доп}}$ увеличивается в 3–5 при умеренной величине ΔN_{max} и до 10 раз при максимально возможной величине дополнительной мощности ΔN_{max} .

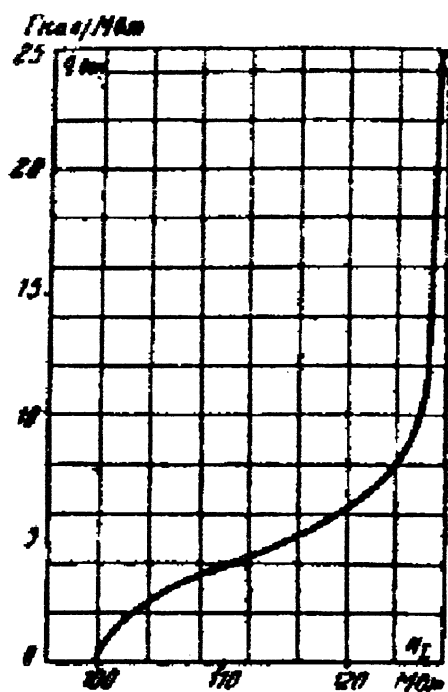


Рис. 2. Необходимое снижение тепловой нагрузки турбины Т-100-130 на 1 МВт дополнительной электрической мощности

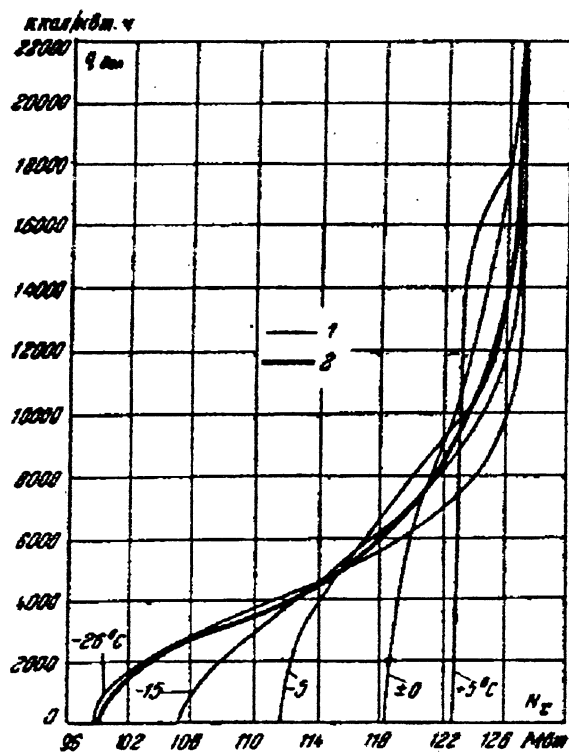


Рис. 3. Удельный расход теплоты на 1 МВт дополнительной мощности турбины Т-100-130

Литература

1. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
2. Пекелис Г.Б., Крамаренко В.И. К определению тепловой экономичности пиковой электроэнергетики на ТЭЦ // Электрические станции. – 1971. – № 9. – С. 61–63.
3. Пекелис Г.Б., Крамаренко В.И. Получение пиковой мощности за счет отключения ПВД на ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 1970. – № 9. – С. 27–30.
4. Сахаров А.М., Тажиев Э.П., Баринберг Г.Д. Повышение тепловой и электрической мощности турбины Т-250/300-240 частичным вытеснением регенеративных отборов пара на ПВД // Теплоэнергетика. – 1984. – № 12. – С. 30–32.
5. Гельтман А.Э., Шапиро Н.И. Анализ эффективности использования ТЭЦ для покрытия пиковых электрических нагрузок // Теплоэнергетика. – 1968. – № 2. – С. 51–55А.

УДК 621.438

ГАЗОВЫЕ МИКРОТУРБИННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ – НОВОЕ СЛОВО В МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Скачков С.В., Левшов Р.Н., Филипенков С.М.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Разработки газовых микротурбин начались в конце 80-х годов прошлого века, когда понадобились автономные источники электро- и теплоснабжения малой мощности (до 500 кВт) с низким уровнем эмиссий и небольшими затратами на эксплуатацию и обслуживание.

В настоящее время наиболее широко представлен модельный ряд микротурбин в диапазоне от 30 до 250 кВт единичной электрической мощности. Обычно устанавливаются несколько агрегатов суммарной мощностью до нескольких МВт.