

риальное стимулирование и поощрение предприятий, достигших высоких показателей.

В-третьих, в настоящее время для оценки расчетной экономии топлива от энергосберегающих мероприятий используются удельные расходы топлива в целом по ГПО «Белэнерго» порядка (280 г у. т./кВт·ч), а для определения фактической экономии топлива – удельные расходы топлива конкретной станции (например, для Гомельской ТЭЦ-2 это 188,2 г у. т./кВт·ч за 2007 г.). Такой подход приводит к занижению реально полученной экономии топлива, особенно для дефицитных по потреблению электроэнергии энергосистем. Поэтому необходимо разработать и утвердить в Минэкономики Республики Беларусь отраслевую методику расчета реальной экономии топлива от энергосберегающих мероприятий. Это даст возможность направить дополнительные средства на поощрение персонала и внедрение других энергосберегающих мероприятий. Необходимо разработать механизмы стимулирования экономии топливно-энергетических ресурсов согласно Директиве № 3 Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г.

ВЫВОД

Положительный опыт демонстрационной зоны «Гомельской ТЭЦ-2» можно использовать на других объектах Белорусской энергосистемы. Необходимо создавать демонстрационные зоны по энергосбережению не только на электростанциях, но и на предприятиях тепловых и электрических сетей.

Поступила 03.03.2008

УДК 621.165

К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБОУСТАНОВОК

Канд. техн. наук КАЧАН С. А., инж. БАРАНОВСКИЙ И. Н.

*Белорусский национальный технический университет,
БелНИПИэнергопром*

Увеличение переменной части графиков суточной и недельной нагрузки в ОЭС привели к изменению условий работы теплоэнергетического оборудования, привлекаемого к регулированию графиков электрической нагрузки. Снижение экспортных возможностей соседних энергосистем и рост потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме обострили вопрос обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок. Поскольку около половины генерирующих мощностей электростанций Беларуси составляют теплофикационные установки, актуальным является исследование возможности использования резерва их мощности в составе горячего (вращающегося) резерва мощности нашей энергосистемы.

Как известно, существуют четыре основных способа получения резервной мощности на ТЭЦ:

1) форсировка турбин (сверх номинального режима) с сохранением в работе подогревателей высокого давления (ПВД) и без ограничения нагрузки регулируемых отборов;

2) временное отключение или обвод ПВД;

3) временное сокращение нагрузки производственных отборов с компенсацией подачи пара через редукционно-охладительные установки;

4) временное сокращение нагрузки теплофикационных отборов.

Указанные способы перечислены в порядке снижения их экономичности в соответствии с энергоценностью получаемого дополнительного потока пара в проточную часть турбины.

Так, если величина удельного расхода теплоты на форсировку турбоагрегата $q_{рез}^1$ в целом сравнима с его величиной q_k на выработку электроэнергии данным турбоагрегатом в конденсационном режиме, то отключение всех ПВД приводит к увеличению удельного расхода теплоты $q_{рез}^2$ на конденсационную выработку примерно на 30 %, а удельный расход теплоты на получение резервной мощности за счет ограничения нагрузки отопительных отборов превышает величину q_k в несколько раз (в некоторых случаях в 5 раз и более).

Отметим, однако, что в период использования пиковых водогрейных котлов и при минимальном расходе пара в конденсатор экономичность обвода ПВД повышается, поскольку получаемый дополнительный отпуск теплоты вытесняет нагрузку водогрейных котлов.

Величина максимального прироста мощности первыми двумя способами определяется перегрузочными возможностями основного и вспомогательного оборудования (пропускной способностью турбины, запасом мощности электрического генератора, конденсирующей способностью конденсатора, производительностью тягодутьевых механизмов).

Для возможности их реализации необходимо поддержание оборудования в хорошем техническом состоянии. Например, по причине ограниченной производительности тягодутьевых механизмов не только невозможно форсирование котлов сверхкритического давления второй очереди Минской ТЭЦ-4, но реальная максимальная величина расхода свежего пара существенно ниже номинальной.

По данным проведенных на Гомельской ТЭЦ-2 испытаний на блоках 180 МВт, возможно их форсирование с получением при расходе пара от котла 710 т/ч максимальной мощностью 226 МВт в конденсационном режиме и 195 МВт – в теплофикационном (вместо 210 и 180 МВт соответственно). Одновременно можно увеличить тепловую мощность с 260 до 285 Гкал/ч, т. е. на 25 Гкал/ч (≈ 105 ГДж/ч).

Для повышения эффективности работы и обеспечения возможности форсировочной паропроизводительности котлов Гомельской ТЭЦ-2 на регенеративных воздухоподогревателях (РВП) котлоагрегата ст. № 3 внедрена автоматическая система, следящая за зазорами радиальных уплотнений. Применение такой модернизации позволило уменьшить перетоки воздуха

в регенеративных воздухоподогревателях и снизить необходимую мощность тягодутьевых механизмов этого блока. Планируется реконструкция действующих РВП и других котлоагрегатов этой ТЭЦ.

По данным [1], на турбоустановках типа Т-180/210-130 в теплофикационном режиме предельно допустимым обводом всех ПВД является обвод, равный 334 т/ч, т. е. не более 1/2 полного расхода питательной воды. При этом дополнительно получаемая мощность составляет 9,2 МВт, а дополнительно отпускаемое количество теплоты от ПСГ-2 и ПСГ-1 – 21,5 Гкал/ч (≈ 90 ГДж/ч).

С учетом того, что систематическое отключение ПВД может привести к малоцикловой усталости металла питательных трубопроводов, ПВД, экономайзера и других поверхностей нагрева котла вследствие понижения температуры питательной воды, более рациональным способом получения пиковой мощности на блоках с турбинами Т-180/210-130 представляется их форсирование.

По данным [2], максимально допустимый уровень повышения давления пара по проточной части турбины Т-250-240 и в трассе промперегрева котлоагрегата соответствует перепуску около 1/3 полного расхода питательной воды помимо трубных пучков ПВД.

В диапазоне расхода свежего пара 929–967 т/ч увеличение мощности турбины Т-250-240 составляет [2]:

- тепловой $\Delta Q = 23\text{--}25$ Гкал/ч ($96\text{--}105$ ГДж/ч);
- электрической $\Delta N = 9,5\text{--}11,5$ МВт.

Отметим, что на блоке 250 МВт ст. № 6 Минской ТЭЦ-4 заводским проектом предусмотрена схема байпасирования группы подогревателей высокого давления. Схема в настоящее время не является рабочей и не используется. Однако при ее освоении на этом блоке возможен частичный обвод питательной воды помимо группы ПВД с получением дополнительной электрической, а при необходимости – и тепловой мощности.

Получение резервной мощности за счет сокращения регулируемых отборов обычно рассматривается применительно к теплофикационному отбору.

В существующих условиях работы промышленно-отопительных ТЭЦ Беларуси при сниженных производственных нагрузках получение резервной мощности за счет временного частичного сокращения производственного отбора ограничивается пропускной способностью части среднего давления турбин типа ПТ. По этой причине при исходной величине нагрузки Q_n производственного отбора, существенно ниже максимальной, ее снижение приводит к одновременному уменьшению расхода свежего пара и соответственно максимально достижимой электрической мощности (рис. 1, табл. 1).

Расчеты показывают (рис. 1), что при существующих тепловых нагрузках турбин ПТ-60-130/13 в большинстве случаев можно обеспечить максимальную из условия работы генератора электрическую мощность форсированием турбоагрегата без ограничения нагрузки его отборов. Для наглядности на рис. 1 пунктирными линиями указаны номинальные мощности генераторов типа ТВФ-60-2 и ТВФ-63-2.

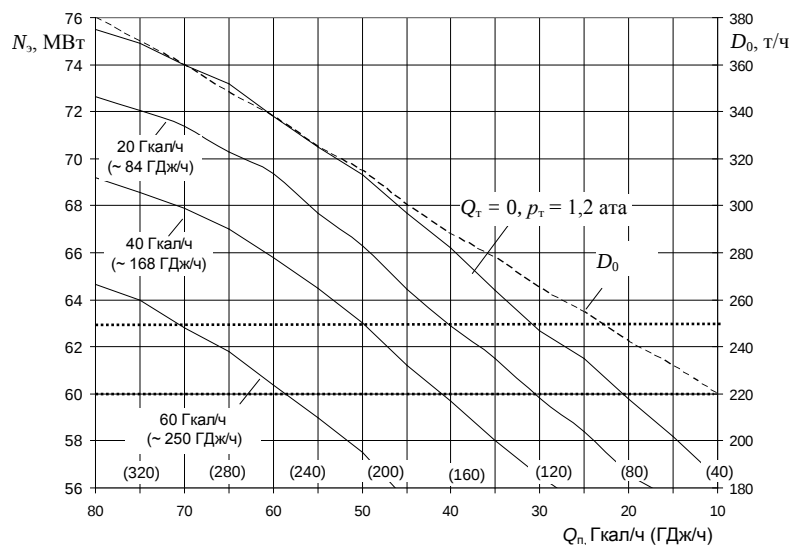


Рис. 1. Максимальные расход свежего пара D_0 (штриховая линия) и мощность N_3 турбины ПТ-60-130/13 в зависимости от нагрузки производственного Q_n и отопительного Q_t отборов: $p_n = 13$ ата, $p_t = 1,2$ ата

Таблица 1

**Показатели работы турбины ПТ-60-130/13
в зависимости от нагрузки Q_t отопительного отбора**

Показатель, его размерность	Нагрузка отопительного отбора Q_t , Гкал/ч (ГДж/ч)						
	60 (251,4)	50 (209,5)	40 (167,6)	30 (125,7)	20 (83,8)	10 (41,9)	0
$D_0 = 387$ т/ч, $Q_n = 85$ Гкал/ч (356,2 ГДж/ч), $p_n = 13$ ата							
Давление в Т-отборе p_t , ата		1,2	1,2	1,2	1,2	1,32*	1,54*
Удельный расход теплоты q_t , ккал/(кВт·ч) (кДж/(кВт·ч))		1263 (5292)	1374 (5757)	1481 (6205)	1502 (6293)	1686 (7064)	1788 (7491)
Мощность N_3 , МВт		67,14	69,0	70,75	72,51	73,98	75,38
Прирост мощности ΔN_3 при снижении Q_t от 50 Гкал/ч (209,5 ГДж/ч) до те- кущей, МВт		0	1,86	3,61	5,37	6,84	8,24
Прирост мощности δN_3 при снижении Q_t на 10 Гкал/ч (41,9 ГДж/ч) до те- кущей, МВт		0	1,86	1,75	1,76	1,47	1,40
Расход пара в конденсатор D_k , т/ч		46,8	66,5	85,0	103,8	122,7	143,0
Давление пара в конденсаторе p_k , ата		0,028	0,031	0,035	0,040	0,046	0,053
$D_0 = 310$ т/ч, $Q_n = 50$ Гкал/ч (209,5 ГДж/ч), $p_n = 13$ ата							
Давление в Т-отборе p_t , ата	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,232*	1,54*
Удельный расход теплоты q_t , ккал/(кВт·ч) (кДж/(кВт·ч))	1194 (5003)	1318 (5522)	1440 (6034)	1558 (6528)	1669 (6993)	1782 (7467)	1892 (7927)
Мощность N_3 , МВт	57,97	60,11	61,96	63,67	65,42	66,91	68,27
Прирост мощности ΔN_3 при снижении Q_t от 60 Гкал/ч (251,4 ГДж/ч) до те- кущей, МВт	0	2,14	3,99	5,7	7,45	8,94	10,3
Прирост мощности δN_3 при снижении Q_t на 10 Гкал/ч (41,9 ГДж/ч) до те- кущей, МВт	0	2,14	1,85	1,71	1,75	1,49	1,36
Расход пара в конденсатор D_k , т/ч	27,4	46,8	66,0	83,37	100,9	124,0	143,0
Давление пара в конденсаторе p_k , ата	0,025	0,028	0,031	0,035	0,040	0,046	0,053

* Естественное повышение давления в теплофикационном отборе.

В то же время при нормальном состоянии проточной части величина резервной мощности, получаемая за счет ограничения теплофикационных отборов турбин типа ПТ-60-130 и ПТ-135-130, составляет в среднем 0,13–0,19 МВт·ч/Гкал (0,031–0,045 МВт·ч/ГДж). При удалении последней ступени части низкого давления (что осуществлено в связи с ее неудовлетворительным состоянием на многих турбоустановках типа ПТ Белорусской энергосистемы) эта величина снижается примерно до 0,08–0,13 МВт·ч/Гкал (0,019–0,031 МВт·ч/ГДж). Максимальная величина резервной мощности при нормативном состоянии проточной части может достигать 15 МВт.

Турбины типов Т-100-130 и Т-50-130 имеют ограничения по пропускной способности промежуточного отсека. По этой причине (особенно на режимах одноступенчатого подогрева сетевой воды) снижение отпуска теплоты в теплофикационные отборы не всегда приводит к получению максимальной мощности турбоагрегатов, поскольку при этом одновременно ограничивается максимально возможный расход свежего пара.

Например, по данным нормативной энергетической характеристики турбины типа Т-100-130 Минской ТЭЦ-4, максимальная мощность в конденсационном режиме составляет 110 МВт при расходе свежего пара около $D_0 = 420$ т/ч. Эту же мощность можно получить при отпуске примерно 50 Гкал/ч (209,5 ГДж/ч) теплоты при одноступенчатом подогреве сетевой воды ($D_0 = 457$ т/ч) и почти 100 Гкал/ч (419 ГДж/ч) – при двухступенчатом ($D_0 = 485$ т/ч).

Турбины типов Т-180-130, Т-250-240 и ТК-330-240 таких ограничений не имеют, и для них сокращение нагрузки отборов для получения дополнительной мощности может иметь больший диапазон применения.

По данным нормативных энергетических характеристик турбоустановок, величина резервной мощности (при неизменном давлении в конденсаторе) составляет от 0,125–0,15 МВт·ч/Гкал (0,030–0,036 МВт·ч/ГДж) для турбин типа Т-50-130 до 0,17–0,25 МВт·ч/Гкал (0,041–0,060 МВт·ч/ГДж) для турбин типа Т-250-240.

При этом максимальная величина резервной мощности при допустимом сокращении нагрузки Q_t отопительных отборов в зависимости от Q_t составляет примерно 20–30 МВт – для турбины Т-100-130 (меньшие значения соответствуют одноступенчатому подогреву сетевой воды) и около 70 МВт – для турбины Т-250-240.

В летний период работы ТЭЦ при высокой температуре охлаждающей воды $t_{в1}$ сокращение нагрузки отопительных отборов Q_t с целью получения дополнительной мощности имеет ограниченное применение, поскольку это приводит к увеличению пропуска пара в конденсатор D_k , и соответственно давления p_k в нем, величина которого ограничена.

Наличие отбора пара позволяет при том же расходе пара в конденсатор повысить расход свежего пара на турбину и получить большую электрическую мощность (рис. 2).

Для привлечения установок к аварийному регулированию мощности важным фактором является высокая скорость изменения их мощности, которая не должна превышать несколько секунд или, по крайней мере, несколько минут.

Скорость изменения мощности теплофикационных турбоагрегатов, определяемая их инструкцией по эксплуатации, составляет: 0,5–1,0 МВт/мин – для турбин типа ПТ-60-130; 1,5 МВт/мин – для турбоустановок типа Т-100-130; 3,0 МВт/мин – для блоков с турбинами Т-250-240 и ТК-330-250. При этом сокращать нагрузку отборов (в том числе для получения дополнительной электрической мощности) предписывается со скоростью не выше 20–25 т/ч в минуту.

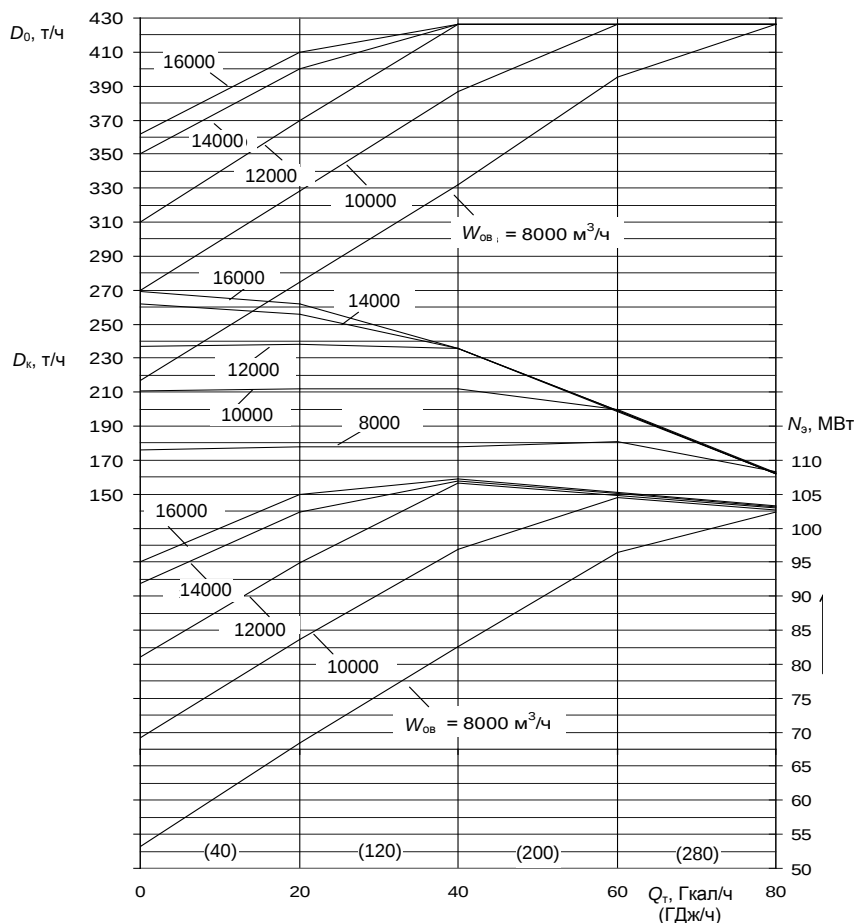


Рис. 2. Допустимые значения расхода пара D_0 и D_k и мощности N_3 турбины Т-100-130 в зависимости от отпуска теплоты Q_t и расхода охлаждающей воды W_{ov} ($p_{тн} = 0,5$ ата, $t_{в1} = 35$ °С; состояние проточной части турбины и конденсатора – нормативное)

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей также ограничивают скорость изменения температуры сетевой воды величиной не более 30 °С в час, т. е. 0,5 °С в минуту.

Однако в разные годы экспериментально показывалась возможность более быстрого получения пиковой мощности на теплофикационных установках. Так, получение дополнительной мощности путем обвода подогревателей высокого давления возможно в течение нескольких секунд.

Существуют также положительные опытные данные по получению дополнительной электрической мощности быстрым открытием поворотной диафрагмы, когда в течение нескольких секунд мощность возрастает на

10–18 % и более в зависимости от ее величины на исходном режиме [3, 4]. При этом в [4] рассматриваются полное открытие поворотной диафрагмы части низкого давления и перевод турбоагрегата на свободное парораспределение пара между сетевыми подогревателями и конденсатором, а в [3] предложено автоматическое устройство, служащее надстройкой к существующей системе регулирования турбин. Это устройство по сигналу противоаварийной автоматики открывает поворотную диафрагму до положения, соответствующего заданному расходу пара через последние ступени турбины. В [3, 4] отмечается в целом удовлетворительная работа турбоустановок на таких режимах, однако с некоторыми условиями.

ВЫВОДЫ

1. Использование резерва мощности на теплофикационных агрегатах в составе горячего (вращающегося) резерва мощности энергосистемы практически осуществимо.

2. Помимо форсирования оборудования реальным способом получения резервной мощности является уменьшение расходов пара в отопительные и регенеративные отборы. При этом за счет сокращения нагрузки отопительных отборов в зависимости от типа турбоустановки можно получить до 0,125–0,25 МВт·ч/Гкал (0,03–0,06 МВт·ч/ГДж) резервной мощности.

3. Ограничение расходов пара в отопительные и регенеративные отборы может позволить использовать «скрытые» вращающиеся резервы этих агрегатов для аварийного регулирования мощности. Однако для этого требуются дополнительные исследования возможности и допустимости перегрузки и быстрого нагружения ступеней турбин различного типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. П о в ы ш е н и е располагаемой мощности, надежности и экономичности действующего оборудования в энергоемких системах / И. М. Загретдинов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2008. – № 1. – С. 7–10.
2. С а х а р о в, А. М. Повышение тепловой и электрической мощности турбины Т-250/300-240 частичным вытеснением регенеративных отборов пара на ПВД / А. М. Сахаров, Э. П. Тажиев, Г. Д. Баринберг // Теплоэнергетика. – 1984. – № 12. – С. 30–32.
3. У п р а в л е н и е резервом мощности теплофикационных турбин / В. А. Иванов [и др.] // Электрические станции. – 1974. – № 10. – С. 21–24.
4. Э ф ф е к т и в н о с т ь способов получения пиковой электрической мощности на промышленно-отопительных ТЭЦ / А. Д. Качан [и др.] // Электрические станции. – 1980. – № 2. – С. 31–34.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 08.08.2008