

нию слоя накипи. Исходя из этих условий, необходимо каким-либо образом удалять образующийся шлам.

Так же следует сказать, что данный метод воздействует на все виды солей и органических отложений, то есть является универсальным.

До недавнего времени применение этого метода ограничивалось из-за низкой надёжности, сложности и громоздкости установок. Но на сегодняшний день эти недостатки преодолены.

Особенно эффективно применение ультразвуковой очистки для промышленных отопительных котельных, систем отопления и горячего водоснабжения, так как качество воды в них не высоко.

В настоящее время в России широкое распространение получили ультразвуковые импульсные установки, имеющие следующие достоинства:

- высокий электрический КПД;
- минимальные габаритные размеры и масса, невысокая стоимость;
- установка не только защищает оборудование от образования накипи, но и очищает его.

### Литература

1. Гамаев И.П., Костерин Ю.В. Экономия тепла в промышленности. – М.: Энергия, 1979. – 96 с.

УДК 621.311.153.001

## ОСОБЕННОСТИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ПОЛУЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОЙ (ПИКОВОЙ) МОЩНОСТИ НА ТЭС

*Тумашевский В.П., Ильин П.В., Бурий Ю.Э.*

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

Рассмотрим особенности практической реализации основных способов получения резервной (пиковой) мощности на теплофикационных турбоагрегатах.

**Допустимое форсирование турбоагрегата (сверх номинального режима).**

Максимальный прирост мощности, получаемый таким способом, определяется в первую очередь возможностями по перегрузке основного и вспомогательного оборудования (пропускной способностью турбины, запасом мощности генератора, конденсирующей способностью конденсатора и т. д.) [1].

При использовании режима форсирования необходимо учитывать, что увеличение расхода пара приводит к перераспределению параметров по проточной части *турбоагрегата* и изменению срабатываемых теплоперепадов, в результате чего возрастают изгибающие напряжения в лопаточном аппарате. При этом максимальной перегрузке подвергаются регулирующая ступень, последние ступени части низкого давления, а также предотборные ступени регулируемых отборов пара теплофикационных турбин. Кроме того, происходит перераспределение осевых усилий в проточной части турбины и возникают дополнительные осевые усилия, которые необходимо учитывать при использовании различных способов получения пиковой мощности.

**Генераторы** турбин обычно допускают достаточно длительное повышение активной мощности (на 10–15 % номинальной) при одновременном снижении их реактивной нагрузки. Например, турбогенератор типа ТВВ-320-2УЗ, работающий с турбиной К-300-240, допускает повышение мощности на 10 % при  $\cos \varphi = 0,9$ ; возможно повышение мощности генератора до 360 МВт при увеличении  $\cos \varphi$  до 0,95 [1].

При форсировании **котлоагрегата** основное ограничение связано, как правило, с его генерирующей способностью, которая зависит от многих факторов: допустимого тепловосприятости поверхностей нагрева, состава и качества сжигаемого топлива, запаса подачи тягодутьевых машин (вентиляторов, дымососов).

Как правило, все котлы имеют запас по производительности 5–7 % по сравнению с количеством пара, необходимым для обеспечения номинальной мощности турбины.

Отметим, однако, что фактическое их состояние может не позволить реализовать данный резерв.

Как показывает практика особенно часто применение **форсирования** котлоагрегата ограничивается производительностью тягодутьевых механизмов.

Например, по этой причине не только не возможно форсирование котлов сверхкритического давления второй очереди Минской ТЭЦ-4, но реальная максимальная величина расхода свежего пара существенно ниже номинальной.

Для повышения эффективности работы и обеспечения возможности форсировочной паропроизводительности котлов Гомельской ТЭЦ-2 на регенеративных воздухоподогревателях (РВП) котлоагрегата ст. № 3 была внедрена автоматическая система, следящая за зазорами радиальных уплотнений [2]. Рычажно-механическая система реконструирована в автоматическую следящую систему, при работе которой отпадает необходимость в настройке и периодической регулировке уплотнений. Применение такой модернизации позволило уменьшить перетоки воздуха в регенеративных воздухоподогревателях и снизить необходимую мощность тягодутьевых механизмов. В настоящее время проводится работа по разработке проектов реконструкции действующих РВП других котлоагрегатов этой ТЭЦ.

**Временное сокращение отборов в систему регенерации.** При получении резервной (пиковой) мощности ограничением расхода пара в систему регенерации отключение подогревателей низкого давления (ПНД) не применяется, так как дополнительный выигрыш в мощности слишком мал. Кроме того, если деаэратор работает с постоянным давлением, то отключение ПНД приводит к повышению расхода пара в деаэратор для обеспечения деаэрации питательной воды, в результате чего выигрыш в мощности практически сводится к нулю. Перевод деаэратора на пониженные параметры пара в таких режимах приводит к усложнению тепловой схемы и снижению надежности.

Частичное вытеснение отборов пара на подогреватели высокого давления (ПВД) при постоянном расходе свежего пара на турбину может быть осуществлено несколькими способами [3]:

- путем отключения по пару одного (или двух) подогревателей;
- дросселирования греющего пара;
- частичного обвода всей группы ПВД по питательной воде.

Из-за запрета в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС) [4] на отключение одного или двух подогревателей высокого давления (при наличии группового аварийного обвода) ввиду уменьшения надежности работы их защиты, а также наличия связи по дренажу и отсосу воздуха с неотключенными подогревателями, что вызовет срабатывание защиты из-за постепенного роста уровня, первый способ оказался неприемлемым.

Второй способ не может быть применен для стационарных режимов ввиду недопустимости износа запорного органа паровой задвижки.

Поэтому наиболее приемлемым является частичный обвод всей группы ПВД по питательной воде.

По данным экспериментальной проверки режима с обводом подогревателей высокого давления теплофикационного блока 250 МВт [3] определен максимально допус-

тимый уровень повышения давления пара по проточной части турбины Т-250-240 и в трассе промперегрева и соответствующее этому максимально возможное значение перепуска питательной воды помимо трубных пучков ПВД: после согласования с заводом-изготовителем котлоагрегата, разрешившим поднять давление в линии промперегрева, максимальная пропускная способность требуемой обводной линии, была принята равной около 1/3 полного расхода питательной воды на котел.

По данным испытаний в диапазоне расхода свежего пара 930–965 т/ч увеличение мощности составило:

- тепловой  $\Delta Q = 95 - 105 \text{ ГДж/ч} = 23 - 25 \text{ Гкал/ч}$ ;
- электрической  $\Delta N = 9,5 - 11,5 \text{ МВт}$ .

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.

По данным [5] в результате выполненных тепловых и прочностных расчетов Ленинградским металлическим заводом (ЛМЗ) установлено, что в турбоустановках Т-180/210-130 в теплофикационном режиме при номинальном расходе свежего пара 670 т/ч предельно допустимым обводом всех ПВД является обвод, равный не более 50 % расхода питательной воды. При этом дополнительно получаемая мощность составляет 9,2 МВт, а дополнительно отпускаемое количество тепла от подогревателей сетевой воды ПСГ-2 и ПСГ-1 равно 90 ГДж/ч = 21,5 Гкал/ч.

Отметим, однако, что систематическое отключение подогревателей высокого давления может привести к малоцикловой усталости металла питательных трубопроводов, ПВД, экономайзера и других поверхностей нагрева, и, соответственно, к снижению надежности работы оборудования.

**Временное сокращение нагрузки производственных отборов.** Снижение отпуска теплоты в производственные отборы турбин типа ПТ можно компенсировать отпуском дополнительной теплоты от редуционно-охладительных установок, постоянно находящихся в горячем резерве.

Однако такой способ получения дополнительной мощности применим только при величине производственной нагрузки, близкой к максимальной, что не характерно для условий работы ТЭЦ Беларуси. При невысоких нагрузках вследствие ограниченной пропускной способности части среднего давления теплофикационных турбин типа ПТ снижение расхода пара в производственный отбор потребует одновременно снизить расход свежего пара.

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

**Временное сокращение нагрузки отопительных отборов.** Многими авторами отмечается, что теплофикационные отборы турбин можно рассматривать в качестве вращающегося резерва энергосистемы [6, 7], хотя применение данного способа имеет свои ограничения.

Данный способ получения резервной мощности наименее экономичен. При этом отметим, что многие теплофикационные турбоустановки работают с удаленной последней ступенью части низкого давления в связи с неудовлетворительным состоянием. Это дополнительно снижает величину и экономичность резервной мощности, получаемой за счет временного сокращения нагрузки теплофикационного отбора. По оценкам, при нормальном состоянии проточной части средняя величина резервной мощности составляет 0,14–0,19 МВт/(Гкал/ч); при удаленной ступени эта величина снижается примерно до 0,11–0,15 МВт/Гкал/ч.

Отметим также, что характерные в условиях белорусской энергосистемы тепловые нагрузки турбин типа ПТ-60-130 допускают получение максимальной (из условия работы генераторов) мощности практически без ограничения нагрузки производственных и теплофикационных отборов, но при увеличении расхода свежего пара до номинального.

На турбоустановках типа ПТ-135/165-130 номинальная мощность генераторов существенно превышает достижимую при существующих (сравнительно не больших) расходах пара в П-отбор, поскольку расход свежего пара ограничивается пропускной способностью части среднего давления. Например, на конденсационном режиме максимальная мощность таких турбин ограничивается величиной около 120 МВт. Номинальный расход свежего пара и максимальная мощность 165 МВт достигаются при величине производственного отбора не менее 220–250 т/ч. За счет уменьшения отпуска теплоты в теплофикационные отборы этих турбоустановок можно получить дополнительную мощность в размере примерно 0,11–0,15 МВт/Гкал/ч.

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

Турбины типа Т-180-130 и Т-250-240, а также ТК-330-240 таких ограничений не имеют, и для них ограничение нагрузки теплофикационных отборов может иметь больший диапазон применения.

По данным нормативных энергетических характеристик турбоустановок величина дополнительной мощности (при неизменном давлении в конденсаторе) составляет от 0,125 до 0,25 МВт/Гкал/ч.

В летний период для ТЭЦ, работающих с градирнями, использование снижения нагрузки теплофикационных отборов для получения дополнительной мощности может существенно ограничиваться температурой охлаждающей воды.

При высокой температуре наружного воздуха температура воды после градирен может достигать  $t_v = 33$  °С и даже выше. При этом расход пара в конденсатор должен ограничиваться так, чтобы абсолютное давление на выходе из турбины не превышало 0,1 кгс/см<sup>2</sup>.

Наличие теплофикационного отбора позволяет при том же расходе пара в конденсатор повысить расход свежего пара на турбину и получить большую мощность частей высокого и среднего давления (промежуточного отсека) и, соответственно турбины в целом.

### 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. Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А. Опыт и результаты работы демонстрационной зоны высокой энергетической эффективности филиала «Гомельская ТЭЦ-2» РУП «Гомельэнерго» / Энергоэффективность. – 2006. – № 8. – С. 5–8.
3. 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.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Повышение располагаемой мощности, надежности и экономичности действующего оборудования в энергоемких системах / И.М. Загретдинов, З.К. Паули, Ю.К. Петреня и др. // Теплоэнергетика. – 2008. – № 1. – С. 7–10.

6. Эффективность способов получения пиковой электрической мощности на промышленно-отопительных ТЭЦ / А.Д. Качан, Н.И. Шкода, В.К. Балабанович, В.А. Золотарева, Н.В. Муковозчик, В.А. Чиж // Электрические станции. – 1980. – № 2. – С. 31–34.

7. Управление резервом мощности теплофикационных турбин / В.А. Иванов, Э.А. Ляпин, А.Н. Капустин, В.Б. Савин, И.И. Бойко // Электрические станции. – 1974. – № 10. – С. 21–24.

УДК 621.165

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЭЦ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Кузнецова М.И.

Научные руководители – канд. техн. наук, доцент СЕДНИН А.В.,  
БОГДАНОВИЧ М.Л.

В последние годы наблюдается устойчивая тенденция роста цен на энергоносители для Республики Беларусь, в частности – на природный газ. Данное обстоятельство вынуждает вести постоянный поиск в области энергоэффективности. Для ТЭЦ малой мощности существует ряд проблем, решение которых может быть осуществлен за счет изменения типа, вида и состава основного и вспомогательного оборудования, а также тепловой (технологической) схемы энергетического производства. Важность этого обстоятельства заметили также в России, а именно в Краснодарской энергосистеме [1].

На примере Могилевской ТЭЦ-1, были рассмотрены технические возможности реконструкции ТЭЦ малой мощности. За исходные величины теплофикационных нагрузок принимался 2005 г. В рассматриваемом году выделялось три основных режима работы Могилевской ТЭЦ-1:

- зимний (отопительный, таблица 1);
- летний (неотопительный, таблица 2);
- ремонтной кампании тепловых сетей. Этот режим не учитывался, в виду сложности определения тепловых нагрузок и относительной малой годовой продолжительности (около 5 %).

Таблица 1. Основные показатели Могилевской ТЭЦ-1 за отопительный период 2005 г.

| Интервал температур наружного воздуха, °С |     | Продолжительность $\tau$ , часы | Отпуск теплоты  |   |                                | Выработка электроэнергии $\mathcal{E}$ , кВт·ч | Расход натурального топлива $V$ , м <sup>3</sup> /ч |
|---|-----|---------------------------------|---|---|--------------------------------|--|---|
|   |     |                                 | Отборный пар $Q_{отб}$ , Гкал/ч<br>( $P_1 = 0,45$ МПа,<br>$T_1 = 230$ °С) | Редуцированный пар $Q_{роу}$ , Гкал/ч<br>( $P_2 = 1,10$ МПа,<br>$T_2 = 230$ °С) | Сетевая вода $Q_{св}$ , Гкал/ч |  |   |
| +8  | 0   | 1920                            | 25,480  | 0,439   | 41,545                         | 10786,7  | 10950,1   |
| 0   | -4  | 720                             | 28,501  | 0,561   | 46,038                         | 11554,1  | 12295,4   |
| -4  | -8  | 912                             | 30,117  | 0,697   | 54,385                         | 13178,5  | 13611,5   |
| -8  | -12 | 336                             | 30,702  | 0,426   | 60,045                         | 14278,6  | 15063,7   |
| -12                                       | -25 | 240                             | 31,446  | 0,463   | 62,196                         | 15191,8  | 15470,6   |

В варианты реконструкции ТЭЦ представлены в таблице 3.

По результатам расчетов, были получены численные значения абсолютных приростов выработки электроэнергии, потребления топлива и годовой экономии топлива, представленные в таблице 4.

При рассмотрении варианта 1, оказалось невыгодным покрытие потребителя  $P_2 = 1,10$  МПа,  $T_2 = 230$  °С отборным паром. Это объясняется малостью энергопотреб-