

УДК 620.9.001.12.18

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛАЭС

Бегляк В.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Есьман Р.И.

На сегодняшний день в Республике Беларусь для энергетического оборудования характерна высокая степень величины физического и морального износа. По состоянию на 1 января 2015 г. величина этого показателя составляла 40%. Примерно 5000 МВт генерирующих мощностей на Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-3, Мозырской, Новополоцкой и Светлогорской-ТЭЦ, Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2 и других электростанциях были введены до 1975 года (средний срок службы 47 лет). Данное оборудование уже не отвечает современным требованиям экономичности и эффективности. В ходе ремонтных кампаний состояние основного оборудования восстанавливается до определенного уровня, который не является предельно достижимым из-за объемов запланированных работ. Этот эффект имеет кратковременный характер, однако обходится дешевле, чем установка нового оборудования. Для максимального эффекта необходимо заменить практически все детали, что требует значительных денежных и трудовых ресурсов. При этом с каждым годом степень износа основных фондов приближается к критической величине, которая требует принятия обоснованных решений по их замещению, модернизации, реконструкции или частичного вывода из эксплуатации.

В этой связи вопрос о реконструкции может принципиально развиваться в двух направлениях.

Для первого характерно так называемое техническое перевооружение ТЭЦ путем замены установленного ранее устаревшего оборудования на аналоги. Это влечет за собой меньшую величину капитальных затрат на строительство, поскольку сохраняется возможность установки на действующих фундаментах. Однако, с другой стороны, это может плохо отразиться на безопасности эксплуатации и привести к возникновению аварийных ситуаций с тяжелыми последствиями. Кроме того, такие технические решения могут не учитывать перспективное изменение режимов работы объединенной энергосистемы. Например, при вводе в Беларуси в работу АЭС, которая требует выполнения специальных мероприятий по интеграции в ущерб экономичности, поскольку приоритетной задачей является безопасность и надежность.

Второе направление осуществляется с учетом будущих прогнозов режимов работы объединенной энергосистемы. В рамках этого пути предлагается принципиально новые технические решения. Однако разработка и внедрение такого рода предложений часто не находят большого числа последователей, поскольку в условиях нашей экономики предпочтение отдается вариантам с самыми низкими капитальными вложениями.

Учитывая ввод в эксплуатацию в Беларуси АЭС в 2018-2020 гг., необходимо провести исследование по вопросу привлечения ТЭЦ к работе по электрическому графику.

В связи с этим приведено сравнение следующих типов паровых турбин: конденсационная паровая турбина с теплофикационным и производственным отборами и градирнями для работы в условиях отсутствия тепловых потребителей и «противодавленческая» паровая турбина с производственным отбором, отопительным противодавлением и баком-аккумулятором для работы в условиях отсутствия тепловых потребителей.

Среди отличительных конструктивных особенностей эксплуатации «противодавленческих» одноцилиндровых паровых турбин следует выделить:

- Возможность изменения электрической мощности в пределах 20% путем изменения давления на выходе паровой турбины без изменения тепловой мощности.
- Высокий срок службы между капитальными ремонтами до 7-8 лет.

- Один цилиндр обеспечивает меньшие габаритные размеры и снижение нагрузки на фундамент благодаря меньшему весу.
- Применение двух подшипниковых опор позволяет снизить затраты масла на смазку и предполагает лучшую устойчивость работы.
- Одноцилиндровое исполнение обладает меньшей потребностью в уплотняющем паре, что ведет в конечном итоге к уменьшению потерь в ходе длительной эксплуатации;
- Сокращение трудоемкости и капитальных затрат на техническое и сервисное обслуживание за счет уменьшения количества основных и запасных деталей.
- Реактивное облопачивание ротора обеспечивает высокую эффективность в широком диапазоне нагрузок, поскольку барабанный ротор менее чувствителен к быстрой смене нагрузок по сравнению с импульсным ротором. Масса ротора работает как тепловой аккумулятор, который замедляет изменение температуры после быстрой смены нагрузки, например, при переключении в островной режим работы и обратно. В долгосрочной перспективе турбина устойчивей к вибрациям, вызываемым сменой нагрузки, которая ведет к аварийному останову турбины.
- Для пуска из холодного состояния не требуется предварительного прогрева.

На режимах работы по тепловому графику при номинальной нагрузке удельный расход топлива на производство электрической энергии в случае эксплуатации «противодавленческой» турбины будет ниже, поскольку турбина такого типа позволит отказаться от пропуска пара в конденсатор как в межотопительный, так и в отопительный периоды и существенно повысить эффективность (снизить потери в окружающую среду) за счет снижения расхода пара на турбину. Также положительно скажется отсутствие необходимости использования системы оборотного охлаждения (циркуляционных насосов и градирни), что в конечном итоге приведет к снижению расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ.

На режимах работы в условиях отсутствия тепловых потребителей (конденсационный) эксплуатация «противодавленческой» турбины на бак-аккумулятор позволит значительно снизить удельные расходы топлива на производство электрической энергии. Бак-аккумулятор позволит использовать тепловую энергию, которая будет накапливаться в часы дневных максимумов электрической нагрузки, для разгрузки паровой турбины ниже теплового графика с сохранением тепловых нагрузок в периоды прохождения ночных минимумов электрической нагрузки без постоянных пусков и остановов водогрейных котлов. Это приведет к существенной экономии топлива и сохранению надежности и долговечности работы водогрейных котлов.

Эксплуатация ТЭЦ в таком режиме работы хорошо зарекомендовала себя в таких странах Европы, как Польша, Германия, Дания.

Например, в Польше в городе Варшава на ТЭЦ «Секирки» (ввод в эксплуатацию 1961 г.) была успешно выполнена модернизация с реализацией такой тепловой схемы. В результате были смонтированы две одноцилиндровые «противодавленческие» паровые турбины мощностью 90 и 100 МВт, работающие на подогреватели сетевой воды совместно с баком-аккумулятором внушительных размеров емкостью 30 000 м<sup>3</sup>.

При этом стоит отметить, что на этапе монтажа паровых турбин применялся подход использования старых фундаментов с незначительными изменениями в конструкции, а также ранее установленных генераторов и ряда вспомогательного оборудования, поскольку на основании глубоких технико-экономических расчетов и технического состояния было принято решение о продлении ресурса.

Турбина мощностью 100 МВт с полной электрической и тепловой нагрузкой может работать 8-10 часов, не отпуская тепловую энергию в виде горячей воды потребителям, а только заряжая бак-аккумулятор. Для схемы характерна высокая маневренность и полная автоматизация. Управление осуществляет один человек на современном щите управления, оснащенном мониторами и всеми необходимыми элементами диспетчерского управления.

Только причины использования такой тепловой схемы в европейских странах заключается главным образом не со сложностями регулирования графиков производства и потребления электрической энергии, а в экономической стороне вопроса. На территории Европы действует единый электроэнергетический рынок. Существует особая тарифная политика по разделению на пиковую, полупиковую и базовую электрическую энергию, которая обуславливает высокий экономический эффект от строительства аккумуляторов теплоты. В часы максимумов электрической нагрузки стоимость 1 кВт·ч дороже, чем в периоды провалов. Соотношение максимально высокой цены к минимально низкой составляет порой 3:1. Тем самым у электростанций для получения максимальной прибыли появляется стимул производить электрическую энергию в периоды максимальной стоимости.

В этой связи оборудование ТЭЦ, как более экономичное по сравнению с КЭС, привлекается к работе по электрическому графику. Днем в часы пиков потребления электрической нагрузки оборудование ТЭЦ работает в номинальном режиме и производит избыточное количество теплоты, которое накапливается в баках-аккумуляторах. Этот промежуток времени принято называть зарядкой. Ночью, когда электроэнергия дешевая, турбины разгружаются ниже теплового графика с сохранением отпуска необходимого количества теплоты для потребителей в период разрядки бака-аккумулятора.

Применение бака-аккумулятора теплоты позволит повысить эффективность существующего энергетического оборудования, снизить затраты на строительство пиковых энергетических мощностей на ТЭЦ. С применением этой технологии можно снизить затраты на приобретение и содержание основного энергетического оборудования (20-25% от мощности котлов и турбин) и направить средства на содержание аккумуляторов тепловой энергии.

Принципиальная тепловая схема в упрощенном виде может быть представлена в виде:

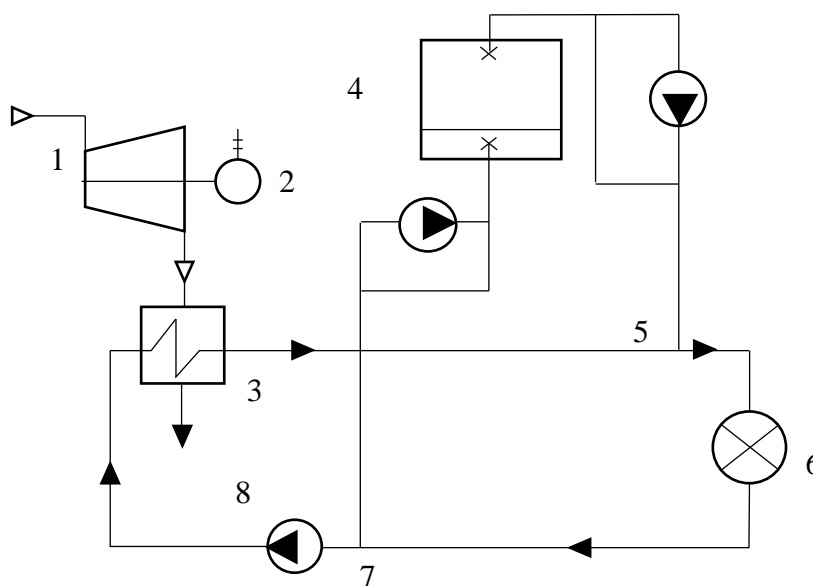


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема

1 – паровая турбина, 2 – электрогенератор, 3 – сетевой подогреватель, 4 – бак-аккумулятор вытеснительного типа с системой зарядки и разрядки, 5 – точка отбора прямой сетевой воды, 6 – тепловой потребитель, 7 – точка отбора обратной сетевой воды, 8 – сетевой насос

Работа системы осуществляется по следующему принципу. В паровую турбину 1 входит свежий пар после энергетического котла и приводит во вращение вал ротора, к которому присоединен через муфту электрогенератор 2. Механическая энергия вращения вала преобразуется в электрическую энергию и по линиям электропередач транспортируется потребителям. Отработавший в турбине пар направляется в сетевой подогреватель 3, где отдает свою теплоту сетевой воде и превращается в процессе конденсации в воду. Бак-аккумулятор 5 подключен между ТЭЦ и тепловой сетью централизованного теплоснабжения. Он заряжается, когда производство тепловой энергии выше, чем потребление, и разряжается в обратном случае. В случае зарядки бака-аккумулятора часть потока прямой сетевой воды из точки 5 поступает в верхнюю часть бака, а из нижней части одновременно извлекается такое же количество холодной обратной сетевой воды в общую тепловую сеть. Между горячей и холодной водой в баке создается поверхность раздела высотой примерно в 1 м из-за разницы плотностей. Остальная часть потока прямой сетевой воды поступает к тепловому потребителю 6. После потребителя обратная сетевая вода смешивается с холодной водой, которая вытесняется из бака-аккумулятора, и попадает в сетевой насос 8, где повышается давление для преодоления гидравлического сопротивления в тепловой сети.

Когда бак-аккумулятор разряжается, то горячая сетевая вода насосом извлекается из верхней части в тепловую сеть ТЭЦ с одновременной подачей холодной обратной сетевой воды насосом в нижнюю часть.

В дневные часы бак заряжается, накапливая энергию в виде горячей воды, а ночью разряжается для снижения количества генерируемой электрической энергии паровой турбиной. При этом сетевой подогреватель может быть отключен.

Такое техническое решение может позволить существенно повысить маневренность и эффективность работы оборудования ТЭЦ.