

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО УРОВНЯ МОРАЛЬНО И ФИЗИЧЕСКИ СТАРЕЮЩИХ ТЭЦ

Докт. техн. наук, проф. ЯКОВЛЕВ Б. В., инж. ГРИНЧУК А. С.

*РУП «БелНИПИэнергопром»,
Минская ТЭЦ-3*

Основными факторами, определяющими состояние и перспективы эффективного функционирования региональных (областных) энергосистем, являются:

- моральное и физическое старение значительной части энергетического оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- темп роста цен на топливо, опережающий темпы роста тарифов на продаваемую энергию, что ведет к увеличению топливной составляющей в себестоимости производства электрической и тепловой энергии;
- снижение теплотребления промышленными предприятиями как из-за уменьшения объема производства продукции, так и их перехода на новые технологии и, как следствие, утрата возможности использования турбоагрегатов с производственным отбором пара и противодавлением;
- вывод из эксплуатации части энергетических котлов и турбин при сохранении затрат на их регламентное обслуживание;
- имеющаяся тенденция перехода ряда промышленных и коммунальных потребителей к энергоснабжению от собственных энергоисточников;
- технико-экономическая и топливная ситуация, побуждающая необходимость импорта электроэнергии из энергосистем соседних стран.

В этих условиях особо актуальной становится задача модернизации действующих ТЭЦ с повышением их энергетической и экономической эффективности. В Белорусской энергосистеме действует 20 ТЭЦ с оборудованием средних и высоких начальных параметров пара (3,4 МПа, 435 °С; 8,8 и 12,7 МПа, 510–560 °С), которое за 35–50 лет эксплуатации полностью или значительно выработало свой первоначальный физический ресурс, что существенно отражается на надежности и экономичности работы станций. Электрическая мощность этих ТЭЦ составляет сегодня 32 % мощности энергосистемы.

Поэтому в развитие принятой Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов энергосистемы [1] требуется безотлагательная разработка экономически обоснованных инвестиционных программ модернизации ТЭЦ с оценкой значимости инвестиционных проектов и их ранжированием по очередности и срокам реализации, уровню капиталовложений и срокам окупаемости. При этом следует иметь в виду, что из-за низких тарифов на производимую энергию и значительных сроков окупаемости затрат по модернизации существующего энергетического оборудования станций необходимое финансирование инвестиционных проектов внешними инвесторами мало вероятно и практически оно возможно лишь за счет прибыли энергосистем и амортизационных отчислений.

Сегодня техническая и экономическая политика в энергосистемах в основном ориентирована на поддержание в работоспособном состоянии оборудования станций путем проведения его плановых, текущих и капитальных ремонтов. По сути, это путь стагнационный. На некоторый период будет поддерживаться работоспособность оборудования без улучшения его экономичности. Существующий разрыв в техническом уровне энергетического оборудования с электростанциями передовых стран будет увеличиваться. В последующие годы он вызовет повышение затрат на ремонты, приведет к росту числа дефектов и вероятности частых аварийных выходов из строя энергоагрегатов.

В свете сказанного возможны два основных пути повышения технико-экономического уровня физически и морально стареющих ТЭЦ.

Первый заключается в проведении частичной модернизации станций, например путем замены корпусов и роторов турбин, отработавших свой технический ресурс, изношенных элементов котлов, вспомогательного оборудования, коммуникаций. На период модернизации энергоагрегат выводится из работы и, если оставшиеся в работе энергоагрегаты не могут взять его нагрузку, при отсутствии резерва будет снижаться выработка электроэнергии ТЭЦ и появится необходимость поставки ее из других энергосистем. Из-за уменьшения выработки электрической и тепловой энергии модернизируемой ТЭЦ энергосистема недополучит прибыль от ее реализации, и срок окупаемости капиталовложений в подобную модернизацию становится неопределенным. В итоге все это приведет к снижению рентабельности энергосистемы.

Второй путь – это снятие с баланса, прекращение ремонтов и частичный демонтаж неиспользуемого сегодня и в перспективе устаревшего энергетического оборудования. Для работоспособных агрегатов необходимы диагностическое обследование и вероятностная оценка их жизненного цикла. На этой основе определится целесообразность технического перевооружения электростанций с продлением ресурса и увеличением мощности существующих энергоагрегатов. При этом амортизационные средства целесообразно разделить на две части. Первая из них направляется на внедрение новой высокоэффективной техники – сегодня это газотурбинные и парогазовые установки (ГТУ, ПГУ), а вторая – на ремонтное обслуживание и продление ресурса сохраняемого работоспособного энергетического оборудования.

Малоэффективной, если не бессмысленной, является замена устаревшего оборудования идентичным, поскольку его технико-экономические показатели практически остаются на прежнем уровне, что в перспективе будет серьезно влиять на его системную востребованность, и, таким образом, физическое состояние нового оборудования не будет иметь серьезных преимуществ перед демонтированным (сейчас только им и оправдывают замену). Так в основном поступают на малых ТЭЦ с турбинами мощностью 4–12 МВт средних начальных параметров пара (Барановичская ТЭЦ, Полоцкая ТЭЦ, Брестская ТЭЦ, Могилевская ТЭЦ-1, Лидская ТЭЦ и др.).

В то же время мы имеем и рациональный подход к модернизации ТЭЦ. Это ввод ПГУ мощностью 67 МВт на Оршанской ТЭЦ (сегодня ее надо

дооснастить низкопотенциальной паровой турбиной 5–6 МВт [2]), ввод утилизационных ГТУ-6 и 25 МВт на российских ТЭЦ, ГТУ-25 МВт на Лидской ТЭЦ и проводимая сейчас на Минской ТЭЦ-3 замена четырех турбин ПТ-25-90 и их котлов на ПГУ 230 МВт. Принятый состав основного оборудования ПГУ-230 – газовая турбина GT-13E2 (Alstom, Швейцария) с КПД 36,23 % и температурой отработавших газов 524 °С, двухконтурный КУ (SES TLMAŠE, Словакия) и паровая турбина T-53/67-8,0 (УТМЗ, Россия) позволяет в теплофикационном режиме получить удельную выработку электроэнергии на уровне 1500 кВт/Гкал, а в конденсационном режиме позволяет работать с КПД порядка 50 % (246 г у. т./кВт·ч).

Сегодня в мировой практике для крупных бинарных ПГУ применяются высокотемпературные газовые турбины с начальной температурой газов 1350–1500 °С, имеющие температуру отработавших газов 560–610 °С, что при оптимальных параметрах и соотношении мощностей газовой и паровой частей ПГУ позволяет на конденсационном режиме иметь КПД в пределах 55–58 %.

Для гарантированного принятия наилучшего проектного решения по ПГУ необходимы соответствующие методики и программы выбора и оптимизации технологической схемы, параметров ПТУ, КУ, вспомогательного оборудования [3]. Это должно быть и в интересах заказчика, чтобы осуществлять контроль за качеством применяемых проектных решений, особенно при поставке оборудования от различных его изготовителей, как в случае с созданием парогазовых установок на Минской ТЭЦ-3 и Березовской ГРЭС.

На базе двух теплофикационных ПГУ-31 намечается модернизация Минской ТЭЦ-2, в составе каждой – газовая турбина 25 МВт и паровая 6 МВт. С применением ПГУ-110 МВт (ГТ-70 + КУ + ПТ-40/50) намечается вторая стадия модернизации Витебской ТЭЦ. Предполагается применение крупных газотурбинных установок и на других ТЭЦ республики (Бобруйская, Гродненская, Могилевская ТЭЦ-2), а также установка газовых турбин с КУ в крупных отопительных котельных, что уже реализовано с применением ГТУ-6 МВт на Северной котельной (мини-ТЭЦ) в г. Гродно.

Объем выделяемых инвестиций и источники их получения являются определяющими при разработке экономически обоснованной программы модернизации ТЭЦ по парогазовой технологии и выборе при этом типа и мощности применяемых энергоустановок, что, в свою очередь, зависит от электрической и тепловой мощности модернизируемой ТЭЦ.

Модернизация станций ГТУ с котлами-утилизаторами (производят пар нужных параметров для паровых турбин и греют воду системы теплоснабжения) прежде всего целесообразна на станциях, где будет получен максимальный удельный экономический эффект (отнесенный к рублю капиталовложений) и повысится эффективность работы существующего оборудования.

Надстройка ТЭЦ ГТУ с энергетическими котлами-утилизаторами требует меньших капиталовложений, чем сооружение парогазовых энергоблоков, так как увеличение рабочей мощности станции будет происходить не только за счет ввода газотурбинных агрегатов, но и вследствие исполь-

зования «замороженной» конденсационной мощности паровых турбоагрегатов ТЭЦ, особенно в межотопительный период. Появляется реальная возможность эксплуатировать наиболее экономичные турбины и в конденсационном режиме. При работе в составе парогазовой установки их КПД в конденсационном режиме повысится на 4–6 %, что стимулирует реализацию дополнительно вырабатываемой электроэнергии на конкурентном энергетическом рынке.

Модернизация ТЭЦ газотурбинными надстройками с котлами-утилизаторами может быть поэтапная, когда, например, на первом этапе вводятся ГТУ мощностью, определяемой летними тепловыми нагрузками ТЭЦ, а на втором этапе вводятся дополнительные ГТУ из расчета частичных (по коэффициенту теплофикации) либо полного покрытия тепловых нагрузок станции в отопительный период.

При невозможности использования в составе ПГУ существующих паровых турбин модернизируемой ТЭЦ технологическая схема и оборудование сооружаемых ПГУ должны обеспечивать высокую системную эффективность (экономия топлива в энергосистеме) их работы как теплофикационным (с удельной выработкой электроэнергии 1100–1500 кВт·ч/Гкал), так и конденсационном режиме (с КПД топливоиспользования 52–54 %) [4], что важно для ТЭЦ, где произошел существенный спад тепловых нагрузок и проблематична перспектива их восстановления без строительства дополнительных теплотрасс для подключения новых, зачастую удаленных, потребителей, снабжаемых тепловой энергией от местных котельных. Но это требует больших капитальных затрат и не везде оправдано. В таком положении в Белорусской энергосистеме оказались промышленно-отопительные Новополоцкая ТЭЦ (505 МВт), Могилевская ТЭЦ-2 (345 МВт), Мозырская ТЭЦ (195 МВт), Бобруйская ТЭЦ-2 (180 МВт), Гродненская ТЭЦ-2 (170 МВт).

Изложенный подход к модернизации действующих ТЭЦ принят на вооружение в ОАО «Самараэнерго» России [5]. В разработке проектов установки на них ПГУ участвует РУП «БелНИПИэнергопром».

Реновация энергетических объектов на основе новых решений – действенный путь повышения технико-экономического уровня и продления «активной» жизни стареющих электростанций при меньших затратах на ввод более экономичных энергетических мощностей. При этом, учитывая, что основным топливом в белорусской энергетике будет оставаться импортируемый из России природный газ (а также нефть), стоимость которого будет неуклонно расти, а также использование на наших ТЭЦ и КЭС в основном российского оборудования, следует подробно изучить в целом стратегию предстоящего технического перевооружения энергетики России [6] с целью возможного применения заложенных в ней прогрессивных технических решений в белорусской энергетике. Пока ясно одно, что для условий Беларуси практически нет альтернативы внедрению на модернизируемых ТЭС парогазовых технологий, поскольку, независимо от мощности установки экономичность ПГУ значительно выше, чем даже мощных ПГУ (450–1000 МВт) суперсверхкритических параметров с двумя промперегревами (28,5 МПа, 580/580/580 °С). На лучших мировых образцах КПД

конденсационных ПГУ достигает 58 %, а на ПТУ он равен 47 %, причем при гораздо больших стоимостных и массогабаритных показателях на единицу мощности.

ВЫВОДЫ

В Белорусской энергосистеме насчитывается более двух десятков ТЭЦ различных мощности и начальных параметров пара, большинство из которых проработали 30 и более лет и практически выработали свой физический ресурс и морально устарели, что требует их обновления.

На малых ТЭЦ со средними параметрами в основном прибегают к простой замене основного оборудования на аналогичное или несколько модернизированное. Станции высокого давления должны модернизироваться с использованием современных газотурбинных и парогазовых технологий, поскольку основным топливом для Белорусской энергосистемы сегодня и в обозримой перспективе будет являться природный газ. Однако для принятия правильных проектных решений по модернизации объектов необходим технико-экономический методический инструмент, который пока в нашей практике, к сожалению, не применяется.

ЛИТЕРАТУРА

1. Г о с у д а р с т в е н н а я комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 г. (утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 г. № 575).
2. Я к о в л е в, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
3. Я к о в л е в, Б. В. Оптимизация начальных параметров и степени дожигания топлива в котлах-утилизаторах ПГУ с одним и двумя давлениями пара / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 6.
4. Я к о в л е в, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1.
5. Ф о р м и р о в а н и е приоритетных предложений по программе модернизации энергосистемы ОАО «Самараэнерго» на основе укрупненной оценки эффективности инвестиционных проектов реконструкции ТЭЦ // Отчет ООО «ЦКИТ ИНФОПРО». – Самара, 2004.
6. К о н ц е п ц и я технической политики РАО «ЕЭС России» на период до 2009 г. – М., 2005.

Поступила 3.03.2008