

Л.С. ОГАНЕСЯН, Н.Р. АРУТЮНЯН

**ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Дана оценка энергетической эффективности модернизации теплоэлектростанций (ТЭС) с использованием парогазовых технологий. Показано, что наибольшего снижения удельных расходов топлива при обновлении ТЭС можно достичь за счет внедрения прогрессивных технологий производства электроэнергии: для ТЭС на газе – это парогазовый цикл, газотурбинные надстройки паросиловых блоков и газовые турбины с утилизацией тепла.

Ключевые слова: газотурбинная установка, парогазовая установка, энергоблок, надежность.

Во всем мире прогресс в энергетике связывают с решением задач по снижению материало- и капиталоемкости, повышению эффективности, экологичности, надежности и эксплуатационных свойств энергетических установок электростанций. Одним из признанных направлений реализации поставленных задач является внедрение в энергетику комбинированных парогазовых электростанций на основе парогазовых установок (ПГУ). В энергетическом секторе, использующем в качестве топлива природный газ или жидкое топливо, приоритет ПГУ очевиден [1,2].

При выборе способов перевооружения ТЭС необходимо провести детальный анализ технических возможностей модернизируемого объекта с учетом конкретных условий проведения работ. Анализ состояния и путей совершенствования производства тепловой энергии проводится по следующим критериям.

1. Основным фактором, определяющим необходимость техперевооружения ТЭС, следует считать ресурсные условия, которые характеризуют состояние физического износа, степень промышленной безопасности и надежности оборудования, а также дают представление о моральном износе и уровне технических показателей оборудования.

2. В качестве критерия, определяющего необходимость техперевооружения ТЭС, принимается срок отработки паркового ресурса паровой турбины (ПТ).

3. Техперевооружение основного оборудования ТЭС рассматривается с позиции повышения технического уровня в целом энергоблока-энергоустановки по двум направлениям;

– замена действующего выбывающего энергоблока (энергоустановки) на основе внедрения передовой техники и технологии, что рассматривается как стратегическое обновление всего парка энергооборудования;

– замена действующего энергоблока на модернизированное паросиловое оборудование, более совершенное в конструктивном исполнении.

4. Практически в реальных условиях на ТЭС имеют место и другие мероприятия по основному оборудованию, относящиеся к частичному повышению эффективности энергоблоков, которые позволяют при минимальных затратах добиться существенного улучшения технико-экономических показателей (КПД - на 1,2%, увеличение тепловой нагрузки - до 15%).

С этой точки зрения наиболее важной задачей для энергетики является перевод паровых электростанций, работающих в основном на природном газе, на парогазовые.

Привлекательными особенностями таких ПГУ, помимо высоких КПД, являются умеренная удельная стоимость (в 1,5...2 раза ниже, чем у паровых энергоблоков близкой мощности), возможность сооружения за короткое (два года) время, вдвое меньшая потребность в охлаждающей воде, хорошая маневренность.

При техническом перевооружении электростанций возможно несколько вариантов [3].

Во-первых, строительство на площадке нового главного корпуса с оптимальной ПГУ с КПД 55...60%. Действующие энергоблоки в этом случае после окончания сроков службы выводятся в резерв или списываются. Сооружение оптимально спроектированных ПГУ в новом главном корпусе требует больших капитальных затрат, но такая электростанция обладает максимальной экономичностью. При этом увеличение единичной мощности газотурбинных установок (ГТУ) и ПГУ заметно уменьшает удельную площадь и стоимость главного корпуса.

Во-вторых, размещение ГТУ в существующих или новых главных корпусах и использование в создаваемых с ними ПГУ части имеющегося паротурбинного и электрического оборудования. Анализ мероприятий, целью которых является продление работоспособности энергоблоков на значительное время (например, на 20...30 лет, или 100...150 тыс.ч), свидетельствует о принципиальной возможности применения в таких ПГУ:

- электрического генератора и практически всего электрооборудования;
- цилиндра низкого давления, а в случае замены или восстановления части деталей - и других цилиндров паровой турбины;
- деаэратора;
- конденсатора (полностью или частично);
- насосов и трубопроводов циркуляционной системы;
- паропроводов и арматуры;
- питательного насоса;
- конденсатного насоса;
- насоса рециркуляции.

Возможность использования газотурбинной надстройки определяется следующими факторами:

- остаточным прочностным ресурсом и физическим состоянием основного и вспомогательного оборудования ПГУ;
- наличием свободной площадки и объема в ячейке энергоблока для размещения газотурбинного двигателя (ГТД) с всасывающими и выхлопными газоходами, электрогенератора с токопроводами;
- фактической пропускной способностью, мощностью и другими техническими характеристиками существующего тепло- и электротехнического оборудования;
- возможностью достижения оптимального отношения мощности газовой и паровой частей энергоблока (приблизительно 2:1).

На существующих энергоблоках ТЭС и ТЭЦ эти факторы реализуются индивидуально. Для газомазутных энергоблоков признанной технологической схемой является сбросная, т.е. сброс горячих выхлопных газов ГТД в топку парового котла.

Технологический процесс энергетической ГТУ характеризуется достаточно высокой температурой выхлопных газов и значительным содержанием в них окислителя. Оба параметра являются определяющими в технологическом процессе ПГУ сбросного типа [4,5].

В ПГУ этого типа (рис.1) выхлопные газы ГТУ 1 направляются в горелки парового котла 2, куда попадают также топливо с расходом B_{II} . Полученный в котле пар направляют в паровую турбину 4, имеющую систему регенеративного подогрева 5.

Уходящие газы котла проходят через газоводяные теплообменники 6, где они отдают теплоту конденсату и питательной воде. При остановке газотурбинного агрегата паротурбинная часть ПГУ может работать автономно по паротурбинному циклу. На этом режиме к горелкам котла подают воздух от вентилятора 7. Возможна также автономная работа и газотурбинного агрегата, для чего предусмотрена выхлопная труба 9. При переходе с режима на режим соответствующие переключения выполняют с помощью арматуры газовоздухопроводов 8.

Термодинамический цикл, по которому работает подобная парогазовая установка, практически не отличается от газопарового бинарного цикла с дожиганием. Отличие сводится к тому, что доля топлива, подаваемого в котел, значительно больше доли топлива в камере дожигания, соответственно больше мощность, вырабатываемая ПГУ. Естественно, что с точки зрения экономичности, подобные установки, хотя и превосходят обычные паросиловые, но уступают ПГУ с котлами-утилизаторами (КУ) [6].

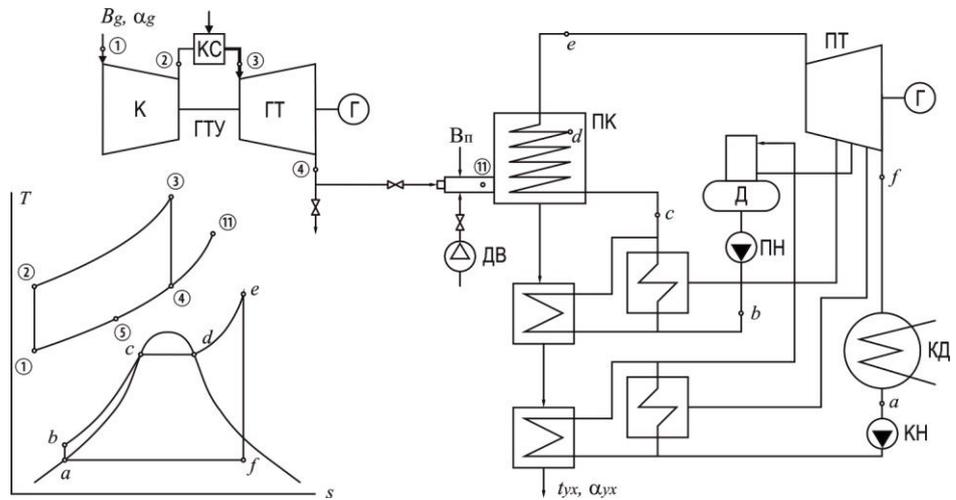


Рис. 1. Идеальный цикл и принципиальная тепловая схема ПГУ сбросного типа: ГТУ - газотурбинная установка; ПК - паровой котел; ПТ - паровая турбина; К - компрессор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; Д - деаэрактор; КД - конденсатор; КН - конденсатный насос; ПН - питательный насос; Г - генератор

Действительно, в сбросной ПГУ реализуются два термодинамических цикла. Теплота, поступившая в камеру сгорания ГТУ вместе с топливом, преобразуется в электроэнергию так же, как и в утилизационной ПГУ, т.е. с КПД на уровне 50%, а теплота, поступившая в энергетический котел, - как в обычном паротурбинном цикле, т.е. с КПД на уровне 40%. Однако достаточно высокое содержание кислорода в уходящих газах ГТУ, а также необходимость наличия за энергетическим котлом малого коэффициента избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно 2/3, а доля мощности ГТУ - 1/3 (в отличие от утилизационной ПГУ, где это соотношение обратное). Поэтому КПД сбросной ПГУ составляет примерно

$$\eta_{ПГУ} = \frac{2}{3} \cdot 40 + \frac{1}{3} \cdot 50 = 43,3\%,$$

т.е. существенно меньше, чем у утилизационной ПГУ. Ориентировочно можно считать, что в сравнении с обычным паротурбинным циклом, экономия топлива при использовании сбросной ПГУ примерно вдвое меньше, чем утилизационной ПГУ. Однако сбросные установки имеют некоторые технические достоинства, что делает их применение в ряде случаев оправданным. Прежде всего открывается возможность выработки большой доли энергии за счет сжигания твердого топлива или топочного мазута. Кроме того, отпадает необходимость создания специального оборудования – котла-утилизатора, вместо этого может использоваться

обычный паровой котел. Поэтому установки такого типа часто создаются при модернизации действующих паросиловых электростанций путем дополнения существующего оборудования ГТУ. Иногда такое дополнение называют надстройкой. Однако выполнение такой модернизации сопряжено с необходимостью решения ряда специфических задач, и здесь возможны разные технические решения. Остановимся на основных положениях.

- Избыток воздуха α в выхлопных газах современных ГТУ в зависимости от начальной температуры и вида топлива колеблется от 2,5 до 4,5, а их температура - от 420 до 630°C. Подача газа с такой высокой температурой к горелкам парового котла невозможна, поэтому выхлопные газы приходится разбавлять атмосферным воздухом, одновременно в них увеличивается содержание окислителя (кислорода), что приводит к увеличению располагаемой мощности паротурбинной части ПГУ.

- При увеличении расхода дымовых газов за котлом (при переходе в режим ПГУ - примерно на 40%) требуется реконструкция тягодутьевых средств котла. Изменяются также условия работы дымовой трубы, что вызывает необходимость пересчета статических давлений газа в ней и др.

- В тепловой схеме ПГУ сбросного типа в паровом котле отсутствует воздухоподогреватель. Общее количество газов, проходящих через поверхность нагрева котла, увеличивается на 30...40%, а их температура за котлом (т.е. за водяным экономайзером) составляет около 300°C. Для охлаждения этих газов до температуры 120°C в конвективной шахте котла устанавливают газодлянные теплообменники высокого и низкого давлений питательной воды, отводимой из системы регенерации паротурбинной установки (ПТУ). Это увеличивает расход пара в конденсатор ПТ, повышает ее электрическую мощность и снижает экономичность ПТУ. При этом соблюдаются ограничения по максимальному расходу пара в конденсатор и предельной электрической нагрузке генератора ПТУ. Завод-изготовитель ПТ (ЛМЗ) рекомендует для К-210-130 максимальное значение пропускания пара в конденсатор 125 кг/с.

- Подачей выхлопных газов ГТУ в горелочные устройства котла не исчерпываются возможности использования тепла выхлопных газов. В частности, их можно подавать в рассечку поверхностей нагрева конвективной шахты котла, где газы должны иметь соответствующую температуру.

- Так как выхлопные газы поступают в обычный котел, предназначенный для работы с разрежением, то для защиты его от наддува при отказе дымососов требуется установка быстродействующих высокотемпературных пускозащитных клапанов и байпасной дымовой трубы. Эти клапаны позволяют осуществлять раздельную работу ГТУ и ПТУ без изменения режимов работы установок. При отключении ГТУ от ПТУ пускозащитные клапаны направляют дымовые газы ГТУ в байпасную дымовую трубу.

- Для обеспечения необходимого расчетного коэффициента избытка воздуха в зоне горения котла устанавливается дополнительный вентилятор, подающий воздух в специально организованную камеру для смешения с выхлопными газами ГТУ.

- Из-за общего увеличения количества дымовых газов за паровым котлом приблизительно на 40% при переходе к парогазовому циклу потребуется реконструкция тягодутьевой установки и увеличение производительности дымососов.

- Удельные капитальные затраты на эту реконструкцию в пять раз ниже, чем на строительство новой ПГУ, так как удается использовать большую часть существующего оборудования. Однако сбросная схема не позволяет достичь КПД современных ПГУ (60%).

- Капитальные затраты на реконструкцию энергоблока, работающего по сбросной схеме на ТЭС, выработавших нормативный ресурс (до 250 тыс.ч), будут рационально использованы в том случае, когда продленный рабочий ресурс оставшегося в работе оборудования энергоблока будет не меньше рабочего ресурса ГТУ (36...100 тыс.ч). Неопределенность в оценке времени продления рабочего ресурса, рассмотренные ранее компоновочные сложности и подорожание природного газа сдерживают широкое использование этого способа реконструкции существующих газомазутных ТЭС.

- Различные схемы газотурбинных надстроек не равнозначны по воздействию на атмосферу. В схемах с вытеснением регенерации и автономным газоздухопроводом выбросы оксидов азота из газовой турбины и котла суммируются. В схеме со сбросом газов в котел оксиды азота газовой турбины и котла не суммируются, а наоборот, результирующая конструкция оксидов азота за котлом уменьшается по сравнению с автономной работой из-за значительного снижения температуры горения в котле.

- Осуществление технического перевооружения действующей электростанции с использованием парогазовой технологии требует успешной интеграции существующего и вновь устанавливаемого оборудования, что является непростой задачей.

При определении показателей тепловой экономичности ПГУ сбросного топлива условно рассматривается как некая ПГУ с КУ при предельном дожигании в нем тепла в среде выходных газов ГТУ. Здесь роль КУ выполняет паровой котел энергоблока, а роль ГТУ - функции надстройки. КПД производства электроэнергии ПГУ составляет

$$\eta_{ПГУ}^э = \frac{N_G^э + N_{П}^э}{Q_G^с + Q_{ПК}^с} = \frac{N_{ПГУ}^э}{Q_{ПГУ}^с}. \quad (1)$$

В результате выполненного расчета для ПГУ сбросного типа с ПТУ типа К-210-130 (ЛМЗ), энергетической ГТУ типа V64.3 (Siemens) и газомазутным паровым котлом (рис.2) получены показатели тепловой экономичности при номинальной нагрузке элементов схемы для $t_{нв} = 15^{\circ}\text{C}$. Согласно этим расчетам, КПД производства электроэнергии составит $\eta_{\text{ПГУ (нетто)}}^{\circ} = 43,9\%$.

Проанализирован вариант применения двух ГТУ мощностью 110 МВт на одну турбину К-210-130. КПД производства электроэнергии при этом увеличивается с 37 до 49,5%.

Анализ возможных технических решений по преобразованию паровых электростанций в парогазовые позволяет сделать следующие выводы:

1. Физическое изношенное оборудование электростанций, использующих природный газ, должно быть заменено бинарными ПГУ с экономичностью 50...60%.

2. При модернизации существующих блоков ПГ в первую очередь целесообразно рассматривать схемы со сбросом отработавших в ГТУ газов в котел.

3. Расчеты показывают, что наилучшие результаты наблюдаются при использовании двух ГТУ мощностью 110 МВт на одну турбину К-210-130, КПД электростанции при этом увеличится с 37 до 49,5%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Дьяконов А.Ф., Попырин Л.С., Фаворский О.Н.** Перспективные направления применения газотурбинных и парогазовых установок в энергетике России // Теплоэнергетика. - 1997. - No 2. - С. 59-64.
2. **Ольховский Г.Г., Тумановский А.Г.** Теплоэнергетические технологии в период до 2030г. // Известия РАН. Энергетика. - М.: Наука, 2008. - No 6. - С.79-94.
3. **Фаворский О.Н., Полищук В.Л.** Выбор тепловой схемы и профиля отечественной мощной энергетической ГТУ нового поколения ПГУ на ее основе // Теплоэнергетика.- 2010.- No 2. - С. 2-7.
4. **Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. - М.: Изд-во МЭИ, 2002. - 584 с.
5. **Безлепкий В.П.** Парогазовые установки со сбросом газов в котел. - Л.: Машиностроение, 1984. - 232 с.
6. **Буров В.Д., Цанев С.В., Торжков В.Е.** Эффективность технологического перевооружения паротурбинных теплофикационных энергоустановок с использованием парогазовой технологии // Энергосбережение и водоподготовка. - 2001. - No 1.- С. 4-10.

ГИУА (ПОЛИТЕХНИК). Материал поступил в редакцию 11.07.2013.

Լ.Ս. ՀՈՎՀԱՆՆԻՍՅԱՆ, Ն.Ռ. ՀԱՐՈՒԹՅՈՒՆՅԱՆ

ՇՈՂԵԳԱԶԱՅԻՆ ՏԵԽՆՈԼՈԳԻԱՆԵՐԻ ԿԻՐԱՌՄԱՄԲ ՋԵՐՄԱՅԻՆ
ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՎԵՐԱԿԱՌՈՒՑՄԱՆ ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱԿԱՆ
ԱՐԴՅՈՒՆԱՎԵՏՈՒԹՅԱՆ ԳՆԱՀԱՏՈՒՄԸ

Տրված է շոգեգազային տեխնոլոգիաների կիրառմամբ ջերմային էլեկտրակայանների (ՋԷԿ) վերակառուցման էներգետիկական արդյունավետության գնահատականը: Ցույց է տրված, որ ՋԷԿ-ի վերակառուցման պարագայում վառելիքի տեսակարար ծախսի առավելագույն նվազեցման կարելի է հասնել էլեկտրաէներգիայի արտադրության առաջավոր տեխնոլոգիաների ներդրման միջոցով. գազային ՋԷԿ-երի համար դրանք են շոգեգազային ցիկլը, շոգեուժային բլոկների գազատուրբինային վերնակառուցը և ջերմության օգտահանմամբ գազային տուրբինները:

Առանցքային բաներ. գազատուրբինային տեղակայանք, շոգեգազային տեղակայանք, էներգաբլոկ, հուսալիություն:

L.S. HOVHANNISYAN, N.R. HARUTYUNYAN

ESTIMATING THE POWER EFFICIENCY OF THE THERMAL POWER PLANT
MODERNIZATION BY USING COMBINED-CYCLE TECHNOLOGIES

The power efficiency of the thermal power plant (TPP) modernization by using combined-cycle technologies is introduced. It is shown that it is possible to achieve the greatest decrease in the [specific fuel consumption](#) at modernizing the TPP at the expense of introducing progressive "know-how" of the electric power generation: for TPP on gas, it is combined-cycle, gas-turbine superstructures of steam-power plants and gas-turbines with heat utilization.

Keywords: gas-turbine power plant, combined-cycle power plant, power plant, reliability.