

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА**

**Инж. ГРИНЧУК А. С.**

*Минская ТЭЦ-3*

Сегодня наиболее эффективными установками для производства электроэнергии на ТЭС, сжигающих газообразное топливо, являются парогазовые установки с котлами-утилизаторами (ПГУ с КУ). При своей относительно невысокой удельной капитальной стоимости и металлоемкости они термодинамически более эффективны – современные ПГУ с КУ позволяют экономить до 30 % топлива по сравнению с блоками сверхкритических параметров, а также оказывают меньшее вредное воздействие на окружающую среду [1].

Для каждого вводимого или действующего энергетического объекта, реконструируемого по парогазовой технологии, существует многообразие вариантов реализации ПГУ как в отношении выбора основного оборудования, так и ее тепловой схемы. КПД утилизационных ПГУ, устанавливаемых сегодня, изменяется от 45 (наиболее простые и менее совершенные) до 60 % (передовые зарубежные образцы), поэтому вопросы выбора для энергообъектов наиболее эффективных технологических решений весьма актуальны в условиях общемировых тенденций постоянного удорожания органического топлива.

Для достижения высокого КПД утилизационных ПГУ их следует создавать на базе эффективных газотурбинных установок (ГТУ). В современной мировой практике для этого применяются высокотемпературные ГТУ с КПД не ниже 36,5 % и температурой отработавших газов, равной 560–610 °С, что позволяет поднять КПД утилизационных ПГУ до 54–60 %. Переход к термодинамически более сложной тепловой схеме может привести к повышению эффективности ПГУ на 5–6 % (отн.) по сравнению с простыми схемными реализациями при неизменной газотурбинной части.

Совершенство тепловой схемы ПГУ определяется эффективностью утилизации энергии отработавших в ГТУ газов в паротурбинном цикле ПГУ. На это влияют следующие факторы: число контуров давления пара, применение промежуточного перегрева пара и дополнительного сжигания топлива в КУ. Вопросы оптимизации начальных параметров и выбора степени дожигания топлива в КУ одного и двух давлений пара были рассмотрены в [2]. В этой статье рассматриваются особенности и целесообразность применения в ПГУ различных схем промежуточного перегрева пара.

Все полученные выводы и проведенный анализ основываются на расчетах тепловых схем ПГУ, выполненных автором статьи по разработанной методике и реализованному компьютерному алгоритму. Такие расчеты были осуществлены по некоторым заданным исходным условиям с определением требуемых термодинамических параметров схемы, выполнением логических проверок результатов и балансов, а также расчетом основных

технико-экономических показателей. Большое количество вычислений, требование высокой точности расчета, а также необходимость применения циклических и итерационных методов делают возможным осуществление моделирования схемы ПГУ только с применением компьютерной техники.

**Промежуточный перегрев пара в одноконтурных ПГУ с КУ.** Прежде всего рассмотрим компоновку и особенности простейшей схемы ПГУ одного давления пара.

Одноконтурная схема ПГУ с КУ без промежуточного перегрева пара (рис. 1) отличается своей простотой и относительно невысокой экономичностью. Уходящие газы ГТУ поступают в котел-утилизатор, в котором за счет теплоты горячих газов генерируется пар, направляемый в паровую турбину.

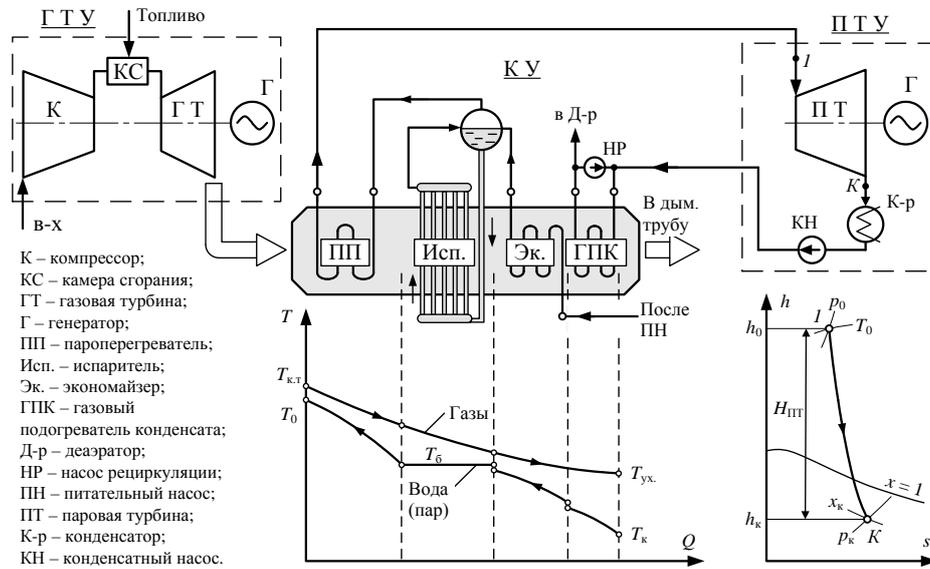


Рис. 1. Принципиальная схема простой одноконтурной ПГУ с КУ,  $TQ$ -диаграмма теплообмена в КУ и  $hs$ -диаграмма процесса расширения в паровой турбине

В рассматриваемом случае поверхности нагрева КУ состоят из четырех элементов: газового подогревателя конденсата (ГПК), экономайзера (Эк.), испарителя (Исп.) и пароперегревателя (ПП).

Первая в Республике Беларусь теплофикационная ПГУ с КУ одного давления пара фирмы GEC Alstom была введена в эксплуатацию в 1998 г. на Оршанской ТЭЦ. Установка включает в себя две газовые турбины по 27,5 МВт, два КУ и паровую противодавленческую турбину мощностью 12 МВт. Установленная электрическая мощность ПГУ – 67 МВт, тепловая – 90 Гкал/ч.

Через поверхности нагрева одноконтурного КУ проходит одинаковое количество рабочего тела, что не позволяет обеспечить два противоречивых требования. С одной стороны, для большей экономичности ПТУ в КУ должен генерироваться пар высоких параметров, а энергии отработавших в ГТУ газов хватает на получение высоких параметров пара лишь при его малом расходе. С другой стороны, чтобы обеспечить низкую температуру уходящих газов после КУ и тем самым повысить его КПД, нужен доста-

точно большой расход воды через экономайзер и ГПК. Максимальная эффективность такой ПГУ не соответствует минимальной температуре газов за КУ и высокому давлению свежего пара, а определяется равенством относительного изменения расхода генерируемого пара и срабатываемого теплоперепада [2]. Поэтому здесь существуют резервы повышения как экономичности КУ – за счет снижения температуры уходящих газов, так и ПТУ – за счет повышения начальных параметров или же изменением самого процесса расширения. Этого достигают усложнением тепловой схемы, а именно увеличением количества контуров или применением промежуточного перегрева пара.

Промежуточный перегрев в одноконтурной ПГУ возможно реализовать двумя различными способами.

1. Первичный и промежуточный пароперегреватели устанавливаются параллельно (рис. 2) и перегревают пар до температуры, определяемой температурой газов за ГТУ и температурными напорами в пароперегревателях (как правило, по конструктивным соображениям эти напоры равны 10–40 °С). Процесс срабатывания теплоперепада в паровой турбине такой ПГУ аналогичен традиционной паросиловой установке с промежуточным перегревом.

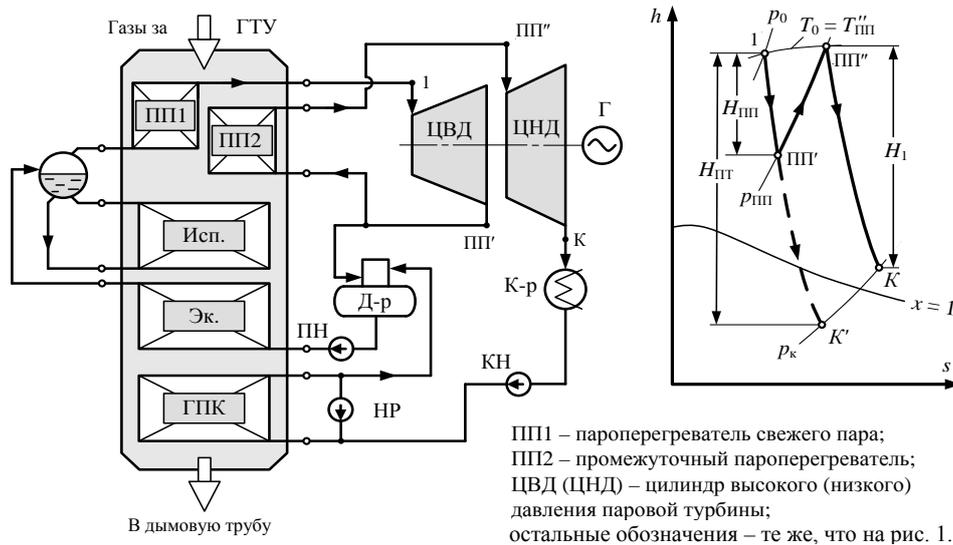


Рис. 2. Принципиальная схема одноконтурной ПГУ с ПП, выполненным параллельно пароперегревателю свежего пара, и *hs*-диаграмма процесса расширения в паровой турбине: 1–ПП'–ПП''–К – одноконтурная ПГУ с ПП; 1–К' – одноконтурная ПГУ без ПП

Схема имеет определенные особенности и недостатки. При такой реализации ПП, как правило, не удастся добиться снижения температуры уходящих газов за КУ, и его КПД остается невысоким. Термодинамически оказывается неоправданным увеличивать начальное давление пара. Приrost КПД ПГУ, примерно 1 % (отн.), происходит только за счет изменения цикла ПТУ – увеличения величины срабатываемого теплоперепада и мощности паровой турбины.

Для изображенных на *hs*-диаграмме (рис. 2) процессов расширения пара в турбине мощность соответствующих ПТУ можно записать:

- в случае без ПП:  $N_{\text{ПТУ}} = D_0 H_{\text{ПТ}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{ЭГ}}$ ;
- в случае с ПП:  $N'_{\text{ПТУ}} = D'_0 (H_{\text{ПП}} + H_1) \eta_{\text{м}} \eta_{\text{ЭГ}}$ ,

где  $N_{\text{ПТУ}}$ ,  $N'_{\text{ПТУ}}$  – электрическая мощность ПТУ, МВт;  $D'_0$ ,  $D_0$  – расход пара на входе в паровую турбину, кг/с;  $H_{\text{ПТ}}$  – теплоперепад, срабатываемый паром в паровой турбине без ПП, МДж/кг;  $H_{\text{ПП}}$ ,  $H_1$  – теплоперепад, срабатываемый до и после ПП, МДж/кг;  $\eta_{\text{м}}$ ,  $\eta_{\text{ЭГ}}$  – механический КПД паровой турбины и электрический КПД генератора.

Из этих формул видно, что при равных  $\eta_{\text{м}}$  и  $\eta_{\text{ЭГ}}$  условие  $N'_{\text{ПТУ}} > N_{\text{ПТУ}}$  будет выполняться в случае, если

$$\frac{H_{\text{ПП}} + H_1}{H_{\text{ПТ}}} > \frac{D_0}{D'_0},$$

а наивысшая термодинамическая эффективность схемы в общем виде соответствует максимуму функции  $N'_{\text{ПТУ}} = f(D'_0; H_{\text{ПП}} + H_1)$ .

Особенность рассматриваемой схемы состоит также в том, что оптимальное начальное давление цикла ПТУ остается невысоким (порядка 3–4 МПа) и приводит к смещению конечной точки процесса расширения в область перегретого пара. Расчеты показывают, что увеличение начального давления не позволяет получить прирост экономичности ПГУ, поскольку потери энергии из-за роста температуры уходящих газов за КУ ( $T_{\text{ух}}$ ) превышают прирост мощности ПТУ от увеличения величины срабатываемого теплоперепада ( $H_{\text{ПТУ}}$ )

$$\frac{\partial T_{\text{ух}}}{T_{\text{ух}}} > \frac{\partial H_{\text{ПТУ}}}{H_{\text{ПТУ}}}.$$

Более того, расчетный максимум КПД такой ПГУ всегда будет соответствовать меньшему начальному давлению пара, чем в схеме без ПП.

Таким образом, при параллельном расположении первичного и промежуточного пароперегревателей увеличение термодинамической эффективности ПГУ с одним давлением пара составляет порядка 1 % (отн.), при этом недостатки схемы следующие:

- конечная точка цикла ПТУ смещается в зону перегретого пара;
- термодинамически оптимальное давление свежего пара, оказывается ниже по сравнению со схемой без ПП, а в случае равных начальных давлений пара температура уходящих газов КУ возрастает из-за снижения расхода через поверхности нагрева котла.

2. Указанных недостатков можно избежать при размещении промежуточного пароперегревателя параллельно экономайзеру (рис. 3). Ключевой момент такой схемы в расположении ПП2 после так называемого «пинч-поинта», т. е. после первичного пароперегревателя (ПП1) и испарительной поверхности (Исп.), чтобы затрата энергии на перегрев пара снизить температуру уходящих газов за котлом до требуемой величины без снижения расхода генерируемого пара. При этом также удастся значительно поднять начальное давление пара. Такая реализация является более эффективной, чем описанная выше схема.

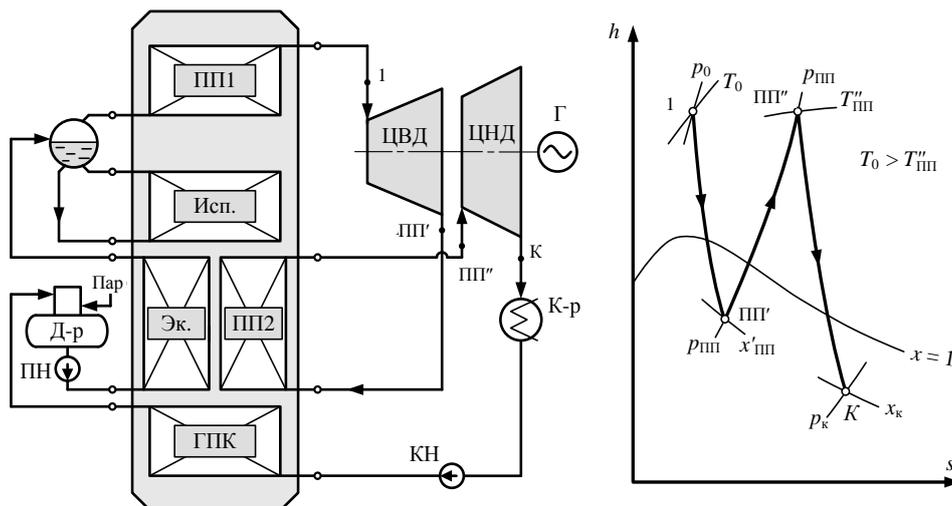


Рис. 3. Принципиальная схема одноконтурной ПГУ с ПП, выполненным параллельно экономайзеру, и  $h$ s-диаграмма процесса расширения в паровой турбине

Давление свежего пара такого цикла достигает 13–17 МПа, а уходящие газы за КУ для получения максимальной эффективности охлаждаются до минимально допустимой температуры (по условиям предотвращения коррозии) 80–120 °С в зависимости от вида сжигаемого топлива. Оптимизация такой схемы заключается в выборе оптимального давления промперегрева и величины температурного напора в пароперегревателе свежего пара (ПП1). Напор в ПП1, в свою очередь, в оптимальном случае может достигать значительной величины (100 °С и выше), поэтому температура свежего пара (т. 1) оказывается невысокой – это основной термодинамический недостаток схемы. Необходимо также отметить, что давление промперегрева здесь невысоко (0,3–1,0 МПа) и может конструктивно усложнить ПП (большие удельные объемы перегреваемого пара) и паровую турбину.

Тем не менее, по результатам расчетов экономичность описываемой схемы оказывается значительно выше простой одноконтурной – на 5,0–5,5 % (отн.) и даже простой двухконтурной – примерно на 1,5 % (отн.). Последнее объясняется как усложнением самого процесса расширения пара в турбине, так и отсутствием контура низкого давления, потенциал и срабатываемый теплоперепад которого невысок.

**Промежуточный перегрев пара в двухконтурных ПГУ с КУ.** Схема двухконтурного КУ позволяет устранить основные недостатки простой одноконтурной схемы – через экономайзер пропускается большое количество воды, для обеспечения низкой температуры уходящих газов, а через испарительные и пароперегревательные поверхности – меньшее, для получения высоких начальных параметров пара. Для этого кроме контура высокого давления в КУ имеется контур низкого давления, через который проходит порядка 20–25 % от общего расхода рабочего тела. Большая часть конденсата подается в контур высокого давления, полученный пар высокого давления направляется в ЦВД паровой турбины. Пройдя ЦВД, он смешивается с паром из контура низкого давления, и суммарный расход пара поступает в ЦНД.

Наличие двух контуров давления достаточно просто и эффективно увеличивает экономичность КУ и ПТУ, наибольшая экономичность ПГУ при этом соответствует случаю максимальной утилизации теплоты уходящих газов в котле. Кроме того, при реализации такой схемы ПГУ повышение давления в контуре высокого давления (ВД), в отличие от схемы, приведенной на рис. 3, не приводит к снижению начальной температуры цикла.

По двухконтурной схеме сейчас выполняется подавляющее большинство утилизационных ПГУ с КПД 50–55 %. В Беларуси двухконтурная схема ПГУ мощностью 230 МВт реализуется на Минской ТЭЦ-3, ввод которой запланирован к концу 2008 г. Принятый состав основного оборудования блока ПГУ – газовая турбина GT-13E2 (Alstom, Швейцария) мощностью 170 МВт с КПД 36,23 % и температурой отработавших газов 524 °С, двухконтурный КУ (SES TLMAČE, Словакия) и паровая турбина Т-53/67-8,0 (УТМЗ, Россия) – позволяет в теплофикационном режиме получить удельную выработку электроэнергии около 1450 кВт·ч/Гкал, а в конденсационном режиме работать с КПД порядка 50,5 % (244 г у. т./кВт·ч).

Поскольку доля пара и параметры контура ВД значительно выше, чем у контура НД, температуру последнего выбирают таким образом, чтобы при смешивании с основным потоком, отработавшим в ЦВД турбины, соответствовать его локальным параметрам. Если же пар контура НД подавать на смешивание с большей температурой, то этим можно добиться небольшого промежуточного перегрева перед ЦВД и повысить энтальпию всего потока. Однако такой ПП не увеличивает общей экономичности установки по следующим причинам. При условии неизменной конечной точки процесса повышение давления контура ВД, что приводит к снижению его энтальпии и расхода, при этом доля низкопотенциального контура НД возрастает. При неизменных параметрах контура ВД промперегрев по такой схеме приводит к увеличению энтальпии конечной точки и уменьшению срабатываемого теплоперепада. В обоих случаях КПД ПГУ снижается.

Термодинамически оправданно в двухконтурных ПГУ осуществлять промперегрев по схеме, изображенной на рис. 4.

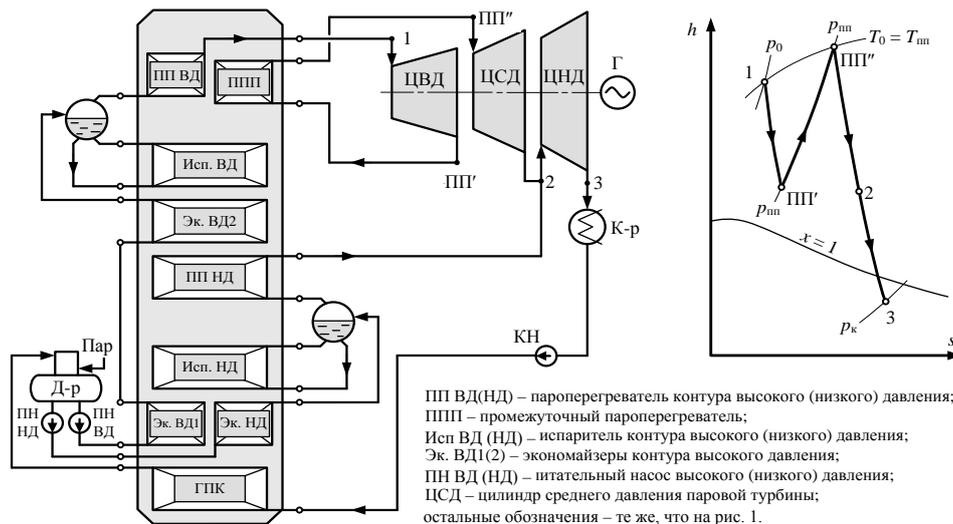


Рис. 4. Принципиальная схема двухконтурной ПГУ с ПП и  $h$ s-диаграмма процесса расширения в паровой турбине

Подобная схема характеризуется высокими начальными параметрами пара, расположением конечной точки процесса расширения в зоне влажного пара требуемой степенью сухости, а также осуществлением промежуточного перегрева при относительно высоком давлении – 3–5 МПа. Это выгодно отличает такую схему от всех предыдущих и позволяет увеличить эффективность на 1,0–1,4 % по сравнению с двухконтурной без ПП. Вместе с тем, схема не экономичнее реализации одноконтурной схемы с ПП на рис. 3 из-за наличия контура НД.

Приведенная схема оправдана при исчерпании других возможностей повышения КПД и при больших единичных мощностях блока.

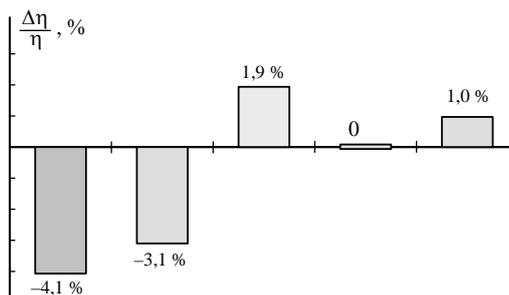
Для наглядного сравнения эффективности и особенностей описанных в статье установок ниже приводятся результаты расчета (табл. 1) некоторых показателей тепловых схем соответствующих ПГУ. За основу ПГУ взята газовая турбина GT-13E2.

Таблица 1

Сравнение показателей различных схем ПГУ

Показатель	Схема ПГУ				
	1К	1К + ПП <sup>1</sup>	1К + ПП <sup>2</sup>	2К	2К + ПП
Параметры пара контура ВД, МПа / °С	3,4 / 494	2,4 / 494	15,8 / 400	8,0 / 494	12,8 / 494
Расход пара контура ВД, кг/с	65,4	56,9	71,3	60,8	48,8
Параметры пара контура НД, МПа / °С	—	—	—	0,65 / 209	0,39 / 234
Расход пара контура НД, кг/с	—	—	—	18,7	26,8
Параметры промперегрева, МПа / °С	—	0,35 / 494	0,45 / 336	—	4,0 / 494
Мощность ПТУ, МВт	62,2	65,0	76,8	72,5	74,4
Температура уходящих газов за КУ, °С	157	159	100	100	100
КПД ПГУ	49,5	50,0	52,6	51,6	52,1

1К – простая одноконтурная ПГУ (рис. 1);  
 1К + ПП<sup>1</sup> – одноконтурная ПГУ с промперегревом, реализованным по схеме рис. 2;  
 1К + ПП<sup>2</sup> – одноконтурная ПГУ с промперегревом, реализованным по схеме рис. 3;  
 2К – простая двухконтурная ПГУ (рис. 4);  
 2К + ПП – двухконтурная ПГУ с промперегревом (рис. 5)



*Примечание.* Приведенные данные рассчитаны для некоторых усредненных параметров и характеристик основного и вспомогательного оборудования и являются оценочными.

**Промежуточный перегрев пара в трехконтурных ПГУ.** В настоящее время в передовых энергетических ГТУ начальная температура газов достигла 1500 °С, одновременно с этим происходит и рост температуры

газов за ГТУ до 640 °С. КПД таких газовых турбин простого цикла достигает 40 %. Данные обстоятельства стимулируют дальнейшее совершенствование и паротурбинной части ПГУ. Самые современные ПГУ выполняются трехконтурными. Увеличение числа контуров более трех нецелесообразно, так как выигрыш в экономичности не окупается ростом капиталовложений.

Трехконтурная ПГУ может быть выполнена без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе, однако, как правило, в трехконтурных ПГУ промежуточный перегрев пара используется с целью перехода на высокие начальные параметры свежего пара и обеспечения допустимой влажности в последних ступенях паровой турбины. При правильном выборе давления в промежуточном пароперегревателе повышается и экономичность ПГУ.

Увеличение эффективности ПГУ с переходом к подобной схеме не столь значительно ввиду отсутствия резервов повышения экономичности в КУ и ПТУ – температура уходящих газов не может быть ниже предельно допустимого значения, а эффективность цикла ПТУ, прежде всего, определяется начальными и конечными параметрами, наличием ПП и долей пара контуров низкого (и среднего) давления. Поэтому, если с применением ПП в одноконтурной схеме относительный прирост экономичности ПГУ может составить 5,0–5,5 % (отн.), то дополнительный прирост КПД при переходе к трехконтурной схеме с ПП составит только порядка 1,0 % (отн.). Такие сложные передовые установки целесообразно сооружать большой мощностью на базе самых передовых ГТУ и при высокой цене используемого топлива. В условиях Белорусской энергосистемы сооружение трехконтурных схем с ПП не оправдано – отсутствуют теоретическая база и практический опыт их проектирования.

В заключение необходимо отметить, что при проектировании новых ПГУ или реконструкции существующих объектов первостепенным и наиболее важным является оптимальный выбор основного оборудования, и в первую очередь – газовой турбины. Усложнение технологической схемы, является второстепенным вопросом, требующим больших затрат и в меньшей степени влияющим на конечную эффективность проекта.

Так, ПГУ мощностью 374 МВт, реализованная на базе ГТУ Westinghouse 701F (234,2 МВт, КПД 36,6 %, производство с 1993 г.) по самой совершенной трехконтурной схеме с промежуточным перегревом пара, имеет КПД 54 %, в то время как на базе ГТУ Siemens V64.3A (67 МВт, КПД 36,8 %, производство с 1996 г.) благодаря более высокой температуре газов за турбиной удастся получить КПД ПГУ порядка 54,5 % уже в простой двухконтурной схеме. Такая установка будет также дешевле, проще в эксплуатации и по всем технико-экономическим показателям более выгодной.

## **ВЫВОДЫ**

1. Промежуточный перегрев пара является достаточно эффективным методом повышения экономичности утилизационных ПГУ. Относитель-

ный прирост КПД в схемах с промперегревом достигает 1,0–5,5 % в зависимости от числа контуров с вариантами их реализации. Относительное увеличение КПД от промежуточного перегрева пара для одноконтурных схем составляет 5,0–5,5 %, а для двух- и трехконтурных – 1,0–1,2 %.

2. Промежуточный перегрев в утилизационных ПГУ целесообразно применять для крупных установок больших единичных мощностей при исчерпании других возможностей повышения КПД и относительно высокой стоимости используемого газообразного топлива.

3. В Беларуси в условиях отсутствия достаточного опыта применения парогазовых установок со сложными технологическими схемами пока предпочтение можно отдавать относительно простым и достаточно экономичным двухконтурным ПГУ без промежуточного перегрева пара (как на ПГУ Минской ТЭЦ-3), уделяя при этом особое внимание выбору высокоэкономичных газовых турбин с КПД 36,5–38 % и температурой отработавших газов порядка 580 °С.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Яковлев, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1.
2. Яковлев, 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.

Поступила 6. 06.2008