

## Влияние промежуточного перегрева пара на экономичность двухконтурной ПГУ утилизационного типа

Кудинов А. А., доктор техн. наук, Хусаинов К. Р., аспирант

**ФГБОУ ВПО “Самарский государственный технический университет”**

Предложено в двухконтурном котле-utiлизаторе ПГУ-450 дополнительно разместить промежуточный пароперегреватель для вторичного перегрева водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления паровой турбины. Выполнен анализ работы парогазового блока ПГУ-450 без использования и с использованием промежуточного перегрева водяного пара в котле-utiлизаторе. Установлено, что при промежуточном перегреве водяного пара удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии для ПГУ-450 снижается с 243,9 до 222,8 г/(кВт · ч).

**Ключевые слова:** газотурбинная установка, котел-utiлизатор, паровая турбина, парогазовая установка, промежуточный перегрев пара, тепловой расчет, электрическая мощность, эффективность работы.

В настоящее время на ТЭС широко внедряют парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа, обладающие высокой тепловой экономичностью при производстве электроэнергии. Опыт эксплуатации показывает, что при работе в конденсационном режиме ПГУ с паровым циклом двух давлений без промежуточного перегрева пара производят электроэнергию с КПД 49 – 54 % [1, 2].

Для российской энергетики особенно актуальна задача совершенствования парогазовых блоков с целью доведения КПД цикла Брайтона – Ренкина до 58 – 60 % и выше. Это обусловлено ростом цен на топливо. Для достижения высоких значений КПД ПГУ утилизационного типа необходимо иметь достаточно высокую температуру уходящих газов на выходе из газовой турбины, тем самым обеспечивая высокие параметры водяного пара для паротурбинной установки. Таким образом, при подборе основного энергооборудования ПГУ следует ориентироваться на мощные газотурбинные установки с высокой начальной температурой рабочего тела [3].

Главным дискуссионным вопросом при выборе схемы ПГУ утилизационного типа является применение промежуточного перегрева водяного пара. При введении промперегрева существенно возрастает экономичность всей установки. Это достигается путем повышения КПД паровой турбины, входящей в состав ПГУ, за счет подвода к водяному пару дополнительной теплоты. При этом увеличивается степень сухости водяного пара на выходе из турбины, что положительно сказывается на работе последних ступеней цилиндра низкого давления. Однако при введении промперегрева водяного пара усложняется

конструкция ПГУ и требуются дополнительные капитальные затраты [4, 5].

Характерная особенность паровых турбин, входящих в состав ПГУ, — их пониженная тепловая экономичность. Как правило, они работают на сниженных начальных параметрах водяного пара и не имеют системы регенерации. Это объясняется тем, что электрическая мощность, развиваемая паросиловой частью, составляет всего 1/3 общего объема электроэнергии, вырабатываемой ПГУ. Кроме того, из-за сниженных начальных параметров термический КПД данных турбоагрегатов не может достигать больших значений. В итоге КПД паровых турбин в составе ПГУ редко превышает 35 %.

В рамках государственной программы по внедрению парогазовых технологий на тепловых электростанциях на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга ввели в эксплуатацию парогазовую установку ПГУ-450Т, состоящую из двух газотурбинных установок Siemens V94.2A мощностью по 157 МВт, двух котлов-utiлизаторов (КУ) П-90 (ПМЗ) и одной паротурбинной установки Т-150 (ЛМЗ). Электрическая мощность установленного оборудования в номинальном режиме составляет 450 МВт.

Газотурбинная установка Siemens V94.2A выполнена по одновальной схеме. Ротор турбокомпрессора (ТК) — 16-ступенчатый, газовая турбина (ГТ) — 4-ступенчатая. Котел-utiлизатор имеет вертикальную компоновку поверхностей нагрева. Для глубокого охлаждения выхлопных газов в КУ размещены два парогенерирующих контура — высокого (0,82 МПа) и низкого (0,7 МПа) давлений. Контур высокого давления состоит из эко-

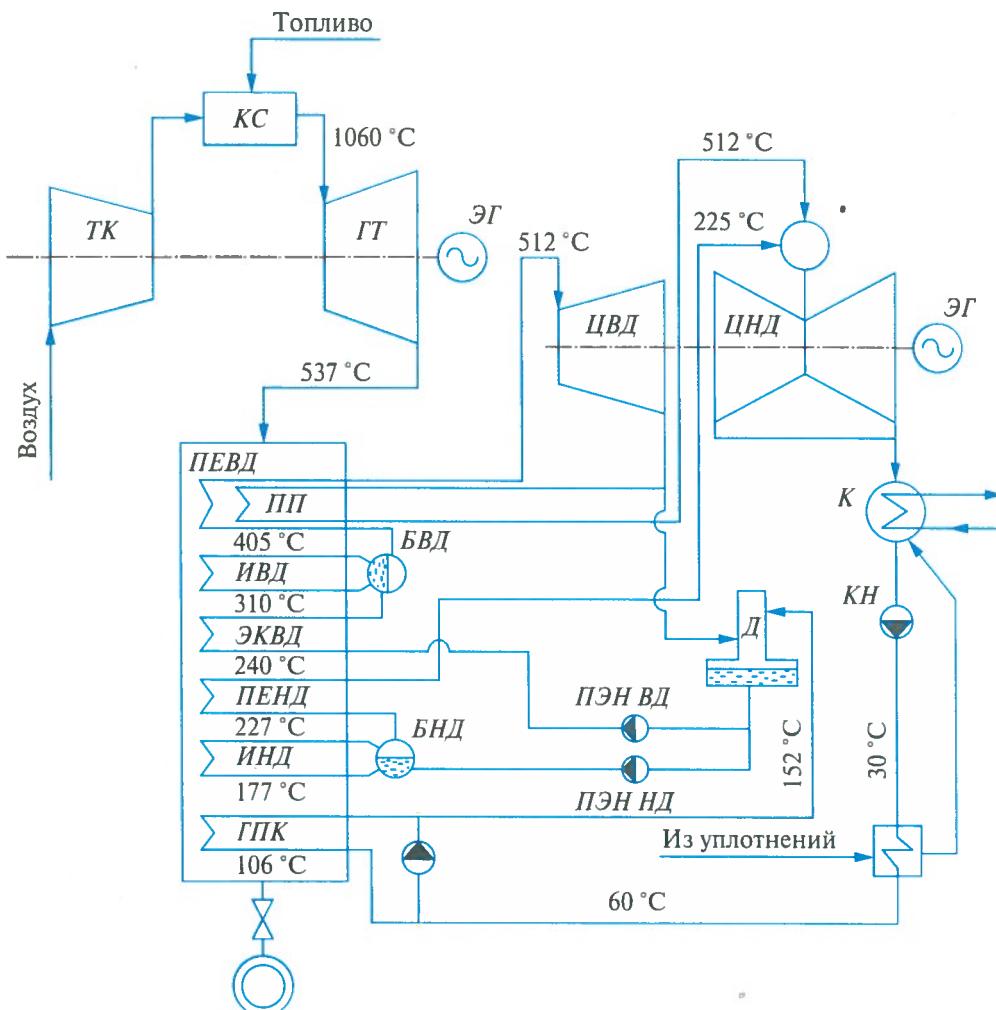


Рис. 1. Расчетная тепловая схема парогазовой установки ПГУ-450 с применением промежуточного перегрева пара

номайзера (ЭКВД), испарителя (ИВД) и пароперегревателя (ПЕВД), а контур низкого давления — из испарителя (ИНД) и пароперегревателя (ПЕНД). На выходе из котла установлен газовый подогреватель конденсата (ГПК).

Для повышения эффективности работы двухконтурной ПГУ утилизационного типа предлагается в двухконтурном котле-utiлизаторе ПГУ-450 дополнительно разместить промежуточный пароперегреватель, в котором можно осуществлять вторичный перегрев водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления (ЦВД) паровой турбины.

С целью сравнения энергетической эффективности различных вариантов исполнения ПГУ применительно к конкретной тепловой электрической станции (в рассматриваемом случае — к Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга) был выполнен тепловой расчет схемы ПГУ-450 без промежуточного перегрева пара и с учетом применения промежуточного перегрева пара в КУ. В качестве проекта в

настоящей статье рассматривается парогазовая установка ПГУ-450 с промежуточным перегревом водяного пара, состоящая из двух газотурбинных установок ГТЭ-160 (ЛМЗ), двух котлов-utiлизаторов П-90 (ПМЗ) и одной паротурбинной установки КТ-150-8 (ЛМЗ).

На рис. 1 приведена тепловая схема блока ПГУ-450. Наружный воздух после очистки от механических примесей подается в турбокомпрессор TK газотурбинной установки, где он сжимается до необходимого давления. Общий поток сжатого в TK воздуха разделяется на три части. Одна часть  $G_1$  подается в камеру сгорания КС, туда же поступает под давлением топливо — природный газ. Эта часть воздуха предназначена для образования высокореакционной топливовоздушной смеси, сгорание которой происходит при высокой температуре и достаточно быстро. Другая часть воздуха  $G_2$  подается в зону смешения, где формируется заданная начальная темпе-

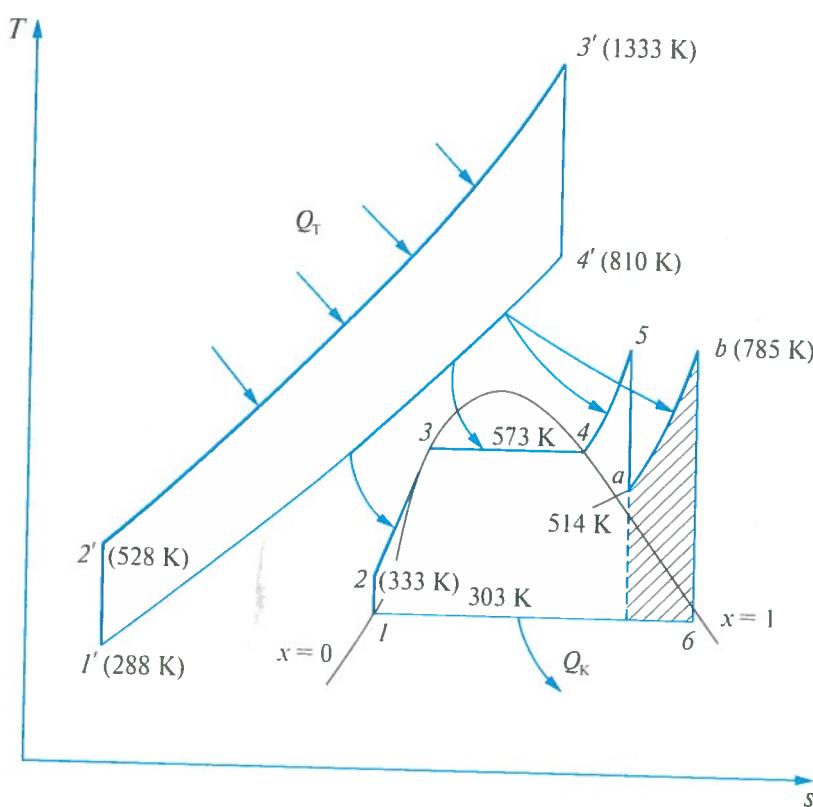


Рис. 2. Цикл Брайтона – Ренкина для ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара в КУ:

$1' - 2'$  — сжатие воздуха в турбокомпрессоре;  $2' - 3'$  — подвод теплоты в камеру сгорания ГТУ;  $3' - 4'$  — расширение продуктов сгорания в газовой турбине;  $4' - 1'$  — отвод уходящих газов;  $1 - 2$  — повышение давления питательной воды;  $3 - 4$  — процесс парообразования;  $4 - 5$  — перегрев пара;  $5 - a$  — расширение пара в ЦВД;  $a - b$  — промежуточный перегрев пара;  $b - 1$  — процесс конденсации пара в конденсаторе

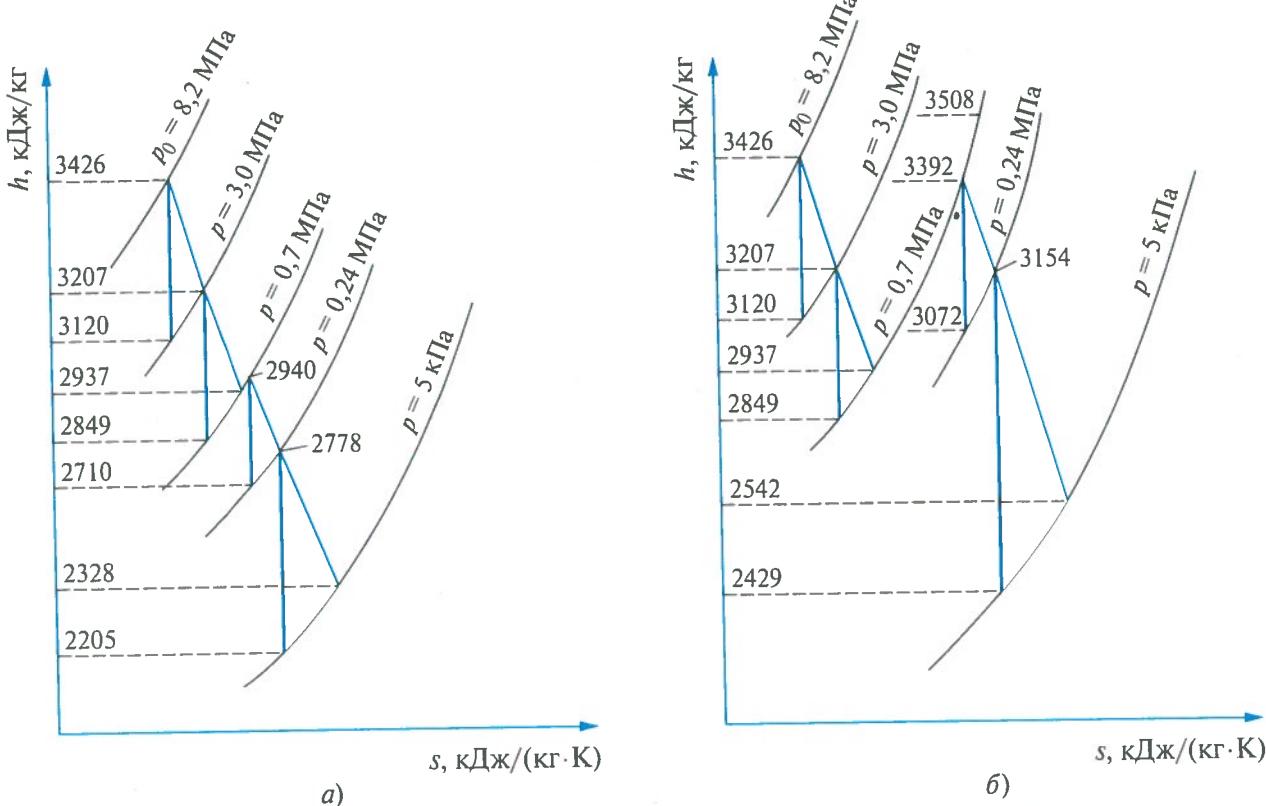
ратура  $t_{н.т}$  газов перед турбиной. Небольшое количество воздуха  $G_{охл}$  поступает через специальные щели и отверстия для охлаждения корпуса и деталей пламенной трубы. Смесь продуктов сгорания топлива с воздухом (рабочее тело) при температуре 1060 °С поступает в газовую турбину ГТ, где в процессе расширения газов совершается работа, затрачиваемая на привод ТК и электрогенератора ЭГ.

Отработавшие в газотурбинной установке газы направляются в паровой котел-утилизатор (КУ), последовательно проходят его поверхности нагрева, охлаждаются, после чего отводятся через дымовую трубу в атмосферу. В первой по ходу движения газов поверхности нагрева КУ — основном пароперегревателе высокого давления ПЕВД насыщенный водяной пар, поступающий из барабана высокого давления БВД, перегревается до 512 °С и направляется в цилиндр высокого давления ЦВД паровой турбины, где, расширяясь, совершает полезную работу. Затем отработавший в ЦВД пар возвращается в КУ, перегревается до температуры свежего пара (512 °С) в промежуточном пароперегревателе при давлении, соответствующем давлению на выходе из ЦВД паровой турбины, и направ-

ляется в камеру смешения цилиндра низкого давления ЦНД. К нему подмешивается перегретый пар низкого давления, после чего суммарный поток пара поступает в ЦНД, где в процессе расширения совершает полезную работу. Отработавший в паровой турбине пар направляется в конденсатор К.

На рис. 2 приведен цикл Брайтона – Ренкина с промежуточным перегревом пара в  $T, s$ -диаграмме. На данном графике заштрихованной площадью показана прибавка экономичности при внедрении промперегрева водяного пара в ПГУ по сравнению с обычным циклом Брайтона – Ренкина без использования промежуточного перегрева пара. При этом повышение экономичности достигается за счет увеличения теплоперепада пара, который срабатывает в ЦНД паровой турбины. Это наглядно видно на рис. 3, где представлен процесс расширения водяного пара в проточной части паровой турбины Т-150, работающей с применением промперегрева пара и без него.

С целью определения экономической эффективности применения промперегрева водяного пара был выполнен тепловой расчет

Рис. 3.  $h, s$ -диаграмма процесса расширения водяного пара в паровой турбине Т-150:

*a* — без промежуточного перегрева пара; *б* — с промежуточным перегревом пара

для ПГУ-450 в конденсационном режиме по методике, изложенной в [6].

Из уравнений теплового баланса для поверхностей нагрева КУ рассчитываются энталпии газов:

после пароперегревателей высокого и низкого давлений

$$G_r^*(H_{\Gamma\text{ТУ}}'' - H_{\text{ПЕВД}}'') = D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}} - h_{s(\text{ВД})}'');$$

$$H_{\text{ПЕВД}}'' = H_{\Gamma\text{ТУ}}'' - \frac{D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}} - h_{s(\text{ВД})}'')}{G_r^*};$$

$$G_r^*(H_{\text{ЭКВД}}'' - H_{\text{ПЕНД}}'') = D_0^{\text{НД}}(h_0^{\text{НД}} - h_{s(\text{НД})}'');$$

$$H_{\text{ПЕНД}}'' = H_{\text{ЭКВД}}'' - \frac{D_0^{\text{НД}}(h_0^{\text{НД}} - h_{s(\text{НД})}'')}{G_r^*},$$

водяного экономайзера высокого давления

$$G_r^*(H_{\text{ИВД}}'' - H_{\text{ЭКВД}}'') = D_0^{\text{ВД}}(h_1 - h_D);$$

$$H_{\text{ЭКВД}}'' = H_{\text{ИВД}}'' - \frac{D_0^{\text{ВД}}(h_1 - h_D)}{G_r^*};$$

газового подогревателя конденсата

$$G_r^*(H_{\text{ИНД}}'' - H_{\Gamma\text{ПК}}'') = D_{\Gamma\text{ПК}}(h_k^{\text{Д}} - h_k');$$

$$H_{\Gamma\text{ПК}}'' = H_{\text{ИНД}}'' - \frac{D_{\Gamma\text{ПК}}(h_k^{\text{Д}} - h_k')}{G_r^*},$$

где  $h_0^{\text{ВД}}$  и  $h_0^{\text{НД}}$  — энталпии перегретого пара высокого и низкого давления;  $h_{s(\text{ВД})}''$  и  $h_{s(\text{НД})}''$  — энталпии воды при температуре насыщения в барабанах высокого и низкого давления;  $h_1$  и  $h_D$  — энталпии недогретой до температуры насыщения воды, поступающей в барабаны соответственно высокого и низкого (при температуре насыщения в деаэраторе) давления;  $h_k^{\text{Д}}$  — энталпия воды перед деаэратором;  $h_k'$  — энталпия конденсата после конденсатора паровой турбины;  $D_0^{\text{ВД}}$ ,  $D_0^{\text{НД}}$  — расход пара соответственно высокого и низкого давления;  $D_{\Gamma\text{ПК}} = D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - 0,5D_D + D_p$  — расход турбинного конденсата через газовый подогреватель конденсата;  $D_D$  и  $D_p$  — расход пара на деаэратор и рециркуляцию.

Для определения температуры газов после испарителей высокого, среднего и низкого

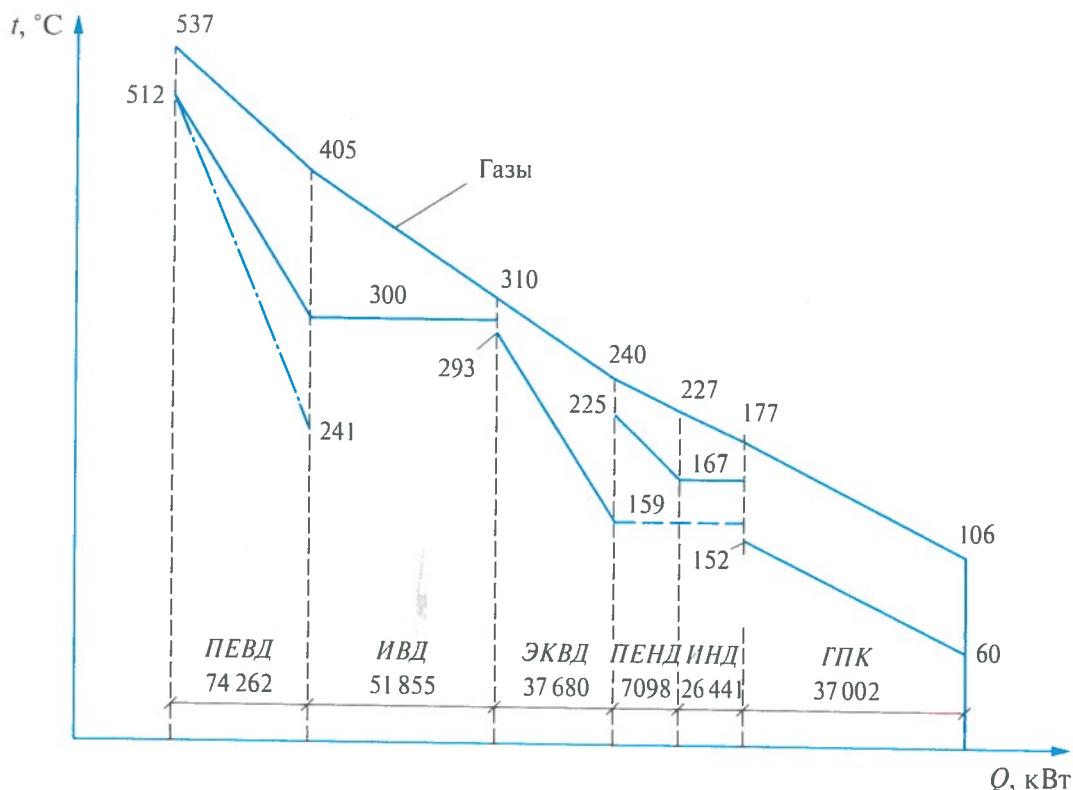


Рис. 4. Термодинамическая диаграмма котла-утилизатора П-90 при использовании промперегрева водяного пара

давления были приняты значения температурных напоров в пинч-точках ИВД и ИНД:  $\delta t_s^{\text{ВД}} = 7^\circ\text{C}$  и  $\delta t_s^{\text{НД}} = 7^\circ\text{C}$ . Температуру газов после каждого испарителя рассчитывали по температуре насыщения в барабане и принятому температурному напору:

$$\theta''_{\text{ИВД}} = t_s^{\text{ВД}} + \delta t_s^{\text{ВД}};$$

$$\theta''_{\text{ИНД}} = t_s^{\text{НД}} + \delta t_s^{\text{НД}}.$$

Из уравнений теплового баланса для каждого испарителя получены расходы пара высокого и низкого давления:

$$G_r^*(H_{\text{ГТУ}}'' - H_{\text{ИВД}}'') = D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}} - h_1);$$

$$D_0^{\text{ВД}} = \frac{G_r^*(H_{\text{ГТУ}}'' - H_{\text{ИВД}}'')}{(h_0^{\text{ВД}} - h_1)};$$

$$G_r^*(H_{\text{ЭКНД}}'' - H_{\text{ИНД}}'') = D_0^{\text{НД}}(h_0^{\text{НД}} - h_{\text{Д}});$$

$$D_0^{\text{НД}} = \frac{G_r^*(H_{\text{ЭКСД}}'' - H_{\text{ИНД}}'')}{(h_0^{\text{НД}} - h_{\text{Д}})}.$$

На рис. 4 приведена тепловая диаграмма КУ, на которой пунктирной линией показан

процесс перегрева водяного пара в промежуточном пароперегревателе.

В таблице представлены основные расчетные показатели парогазовой установки ПГУ-450 с использованием и без использования промежуточного перегрева пара. Они были получены в результате теплового расчета, проведенного при условии работы парогазового энергетического блока в конденсационном режиме — при отключенных подогревателях сетевой воды (на рис. 1 не показаны).

Следует отметить, что при внедрении промперегрева пара усложняется конструкция КУ, увеличивается протяженность паропроводов, что в итоге приводит к росту капитальных вложений. Однако данное мероприятие оправдано повышением экономичности паротурбинной установки за счет дополнительного подвода теплоты к водяному пару в промежуточном пароперегревателе. Благодаря промперегреву пара увеличивается его степень сухости, что положительно сказывается на работе последних ступеней паровой турбины. В целом экономичность двухконтурной ПГУ с применением промперегрева водяного пара существенно возрастает по сравнению с обычным вариантом исполнения двухконтурной ПГУ утилизационного типа.

Прирост экономичности при введении промперегрева водяного пара можно оценить

Показатель	Значение показателя	
	без промежуточного перегрева водяного пара	при использовании промежуточного перегрева водяного пара
Электрическая мощность ГТУ, МВт	157	157
Электрический КПД ГТУ, %	34,4	34,4
Электрическая мощность ПТУ, МВт	137,473	178,504
Электрический КПД ПТУ, %	30,56	38,09
КПД КУ, %	79,96	83,33
Электрическая мощность ПГУ, МВт	451,473	492,504
Электрический КПД ПГУ, %	50,43	55,22
Параметры пара контура высокого давления:		
давление, МПа	8,2	8,2
температура, °С	512	512
расход, т/ч	200,34	214,02
Параметры пара после промежуточного пароперегревателя:		
давление, МПа	—	0,7
температура, °С	—	512
расход, т/ч	—	214,02
Параметры пара в камере смешения паровой турбины:		
давление, МПа	0,7	0,7
температура, °С	242	458
расход, т/ч	516,24	518,744
Параметры пара контура низкого давления:		
давление, МПа	0,7	0,7
температура, °С	230	225
расход, т/ч	57,78	54,144
Температуры газов по поверхностям нагрева КУ, °С:		
после ГТУ	537	537
после ПЕВД (основного + промежуточного)	470	405
после ИВД	325	310
после ЭКВД	260	240
после ПЕНД	250	227
после ИНД	192	177
после ГПК	125	106
Расход водяного пара, кг/с:		
высокого давления	55,65	59,45
низкого давления	16,05	15,04

путем сравнения результатов расчетов в обоих вариантах для рассматриваемой ПГУ. Расчеты проводили при следующих условиях: давление пара на входе в проточную часть ЦВД — 8,2 МПа, ЦНД — 0,7 МПа, давление в конденсаторе паровой турбины — 5 кПа, электрическая мощность ГТУ — 157 МВт, электрический КПД ГТУ — 34,4 %, температура газов за ГТ — 537 °С. В ходе расчетов температура наружного воздуха была принята равной 15 °С.

Анализ результатов расчетов показывает, что КПД ПГУ-450 при использовании промперегрева пара равен 55,22 %, а без промежуточного перегрева — 50,43 %, т.е. КПД ПГУ повышается на 4,79 %. При этом КПД паротурбинной установки возрастает с 30,56 до 38,09 %, а ее мощность увеличивается со 137,473 до 178,504 МВт (на 22,99 %). Электрическая мощность ПГУ возрастает с 451,473 до 492,504 МВт, удельный расход топлива — природного газа снижается с 243,9 до 222,8 г/(кВт · ч), т.е. на 8,67 %.

Таким образом, результаты исследования подтверждают эффективность установки про-

межуточного пароперегревателя в области высоких температур выхлопных газов ГТУ в двухконтурном котле-utiлизаторе парогазовой установки утилизационного типа.

### Список литературы

- Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. — М.: Изд-во МЭИ, 2006.
- Кудинов А. А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование. — М.: ИНФРА-М, 2012.
- Кудинов А. А., Зиганшина С. К. Парогазовые установки тепловых электрических станций. — Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014.
- Анализ направлений развития отечественной энергетики / А. В. Мошкарин, М. А. Девочкин, Б. Л. Шелыгин, В. С. Рабенко. — Иваново: Иванов. гос. энерг. ун-т, 2002.
- Кудинов А. А., Зиганшина С. К. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. — М.: Машиностроение, 2011.
- Трухний А. Д., Романюк А. А. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок: Учеб. пособие. — М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

[tes@samgtu.ru](mailto:tes@samgtu.ru)

### The effect of steam reheating on the efficiency of dual-loop CCP of the recovery type Kudinov A. A., Khusainov K. R.

We propose to locate an intermediate reheat for reheating steam exhausted in the high-pressure cylinder of steam turbine in a double-loop recovery boiler CCP. Analysis of CCP-450 operation with and without using the intermediate steam superheater in the recovery boiler revealed that at intermediate steam superheater reduces the specific consumption of the equivalent fuel for electricity generation from 243,902 to 222,75 g/(kW · h).

**Keywords:** gas turbine, recovery boiler, steam turbine, combined cycle plant, intermediate steam reheating, thermal design, electrical power, efficiency.

## Вниманию читателей!

В нашем журнале можно опубликовать материалы, посвященные юбилеям сотрудников предприятий. Очерки о их трудовой деятельности должны содержать текст (не более 2 страниц кеглем 14 через полуторный интервал) и фото (матовое). Оплата — посчету.

Телефоны: 8 (495) 234-74-49; 234-74-18.  
e-mail: [prom\\_energy@rambler.ru](mailto:prom_energy@rambler.ru)