УДК 621.311

К.Р. ХУСАИНОВ, аспирант (СамГТУ)
А.А. КУДИНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой (СамГТУ)
г. Самара

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ПЕРЕГРЕВ ВОДЯНОГО ПАРА В КОТЛЕ-УТИЛИЗАТОРЕ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Развитие современной энергетики связано с парогазовыми установками утилизационного типа (ПГУ-У), обладающими наибольшей тепловой экономичностью по сравнению с остальными типами тепловых двигателей [1, 2].

Приоритетной задачей развития парогазовых установок является совершенствование парового цикла парогазовых установок, который существенно уступает по тепловой экономичности обычным паровым циклам ТЭС. КПД паровых турбин, работающих в составе ПГУ, не достигает больших значений (не более 35 %) по причине сниженных начальных параметров водяного пара и отсутствия системы регенерации [3].

Содержание кислорода в выходных газах энергетических ГТУ находится на уровне 13…16 %. Следовательно, рассматриваемую среду можно использовать в качестве окислителя процесса горения. Данное обстоятельство позволяет повысить температуру газов в хвостовой части котла-утилизатора путем подвода дополнительного количества теплоты в камере дожигания (КД), что создает условия для осуществления промежуточного перегрева пара, частично отработавшего в ЦВД паровой турбины.

Для повышения надежности и экономичности работы ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга, состоящей из двух газотурбинных установок Siemens V94.2, двух котлов-утилизаторов П-90 ПМЗ и паротурбинной установки КТ-150-8 ЛМЗ, предлагается на выходе из котла-утилизатора установить промежуточный пароперегреватель, в котором осуществлять повторный перегрев частично отработавшего в паровой турбине водяного пара. При этом за счет подвода дополнительной теплоты к водяному пару увеличится КПД паровой турбины. С целью обеспечения необходимой температуры охлажденных в пароводяном тракте котла-утилизатора газов необходима установка камеры дожигания, в горелочные устройства которой будет подаваться дополнительное количество топлива. При этом сгорание топлива будет осуществляться в среде потока уходящих газов, который будет замещать воздух в качестве окислителя процесса горения.

Кроме того, для более глубокого охлаждения газов в выходной части котла-утилизатора необходима установка дополнительной поверхности нагрева, параллельной промежуточному пароперегревателю. В качестве решения данной задачи предлагается представить ГПК в виде двух ступеней, первая из которых будет располагаться параллельно с промежуточным пароперегревателем, а вторая –размещаться перед камерой дожигания котла-утилизатора (по ходу движения газов).

Таким образом, в выходной части котла-утилизатора после камеры дожигания будут параллельно расположены промежуточный пароперегреватель и первая ступень газового подогревателя конденсата, а вторая ступень ГПК будет располагаться перед камерой дожигания (по ходу движения газов) (см. рис. 1).

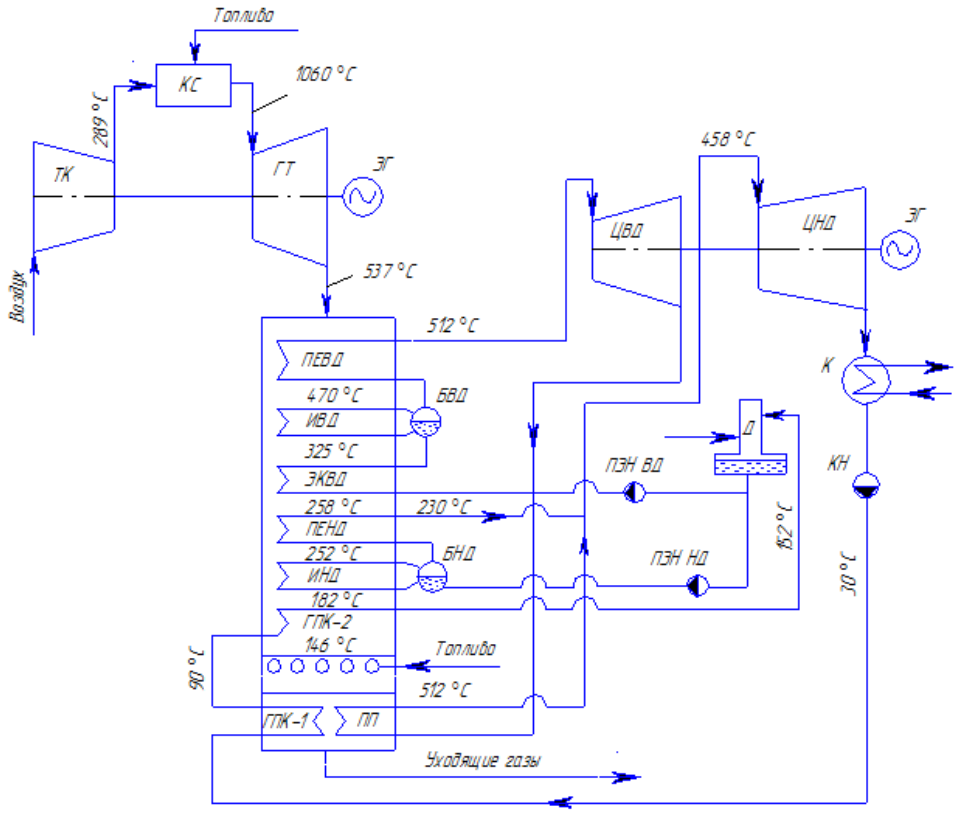

Рис. 1. Расчетная тепловая схема парогазовой установки ПГУ-450 с применением промежуточного перегрева пара в хвостовой части котла-утилизатора

Расход топлива в камеру дожигания $B_{КД}$ определяется из теплового баланса между полезным тепловыделением при горении топлива и тепловосприятием рабочей среды в промежуточном пароперегревателе и первой ступени газового подогревателя конденсата:

$$B_{КД} \cdot Q_H^P \eta_{ПП+ГПК-1} = D_{ПАР} \cdot \left(h_{пар2} - h_{пар1}\right) + D_{ГПК} \cdot \left(h_к^{гпк-2} - h_к^{'}\right),$$

где $\eta_{\text{ПП+ГПК-1}}$ – коэффициент полезного действия (КПД) хвостовой поверхности нагрева, $B_{\text{КД}}$ – расход топлива в камеру дожигания, Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива, $D_{\text{ПАР}}$ – расход пара в промежуточный пароперегреватель, $D_{\text{ГПК-1}}$ – расход турбинного конденсата в первую ступень ГПК, $h_{пар1}$ и $h_{пар2}$ – энтальпия пара перед промежуточным пароперегревателем и после него, $h'_к$ и $h_{к(гпк-1)}$ – энтальпия турбинного конденсата перед первой ступенью ГПК и после нее.

Процесс расширения водяного пара в проточной части паровой турбины КТ-150-8, работающей с промежуточным перегревом пара и без него, в h, s – диаграмме показан рис. 2. При этом повышение тепловой экономичности благодаря применению промежуточного перегрева пара в хвостовой части котла-утилизатора осуществляется за счет увеличения теплоперепада пара, который срабатывает в ЦНД паровой турбины. На рисунке видно, что в обоих вариантах процесс расширения пара до давления 0,24 МПа происходит одинаково. Отличие состоит в том, что в первом варианте процесс расширения пара завершается без подвода к нему какой-либо теплоты, а во втором – к пару подводится дополнительная теплота, в результате чего повышается энтальпия пара при заданном давлении (0,24 МПа) перед последними ступенями ЦНД и срабатывает повышенный теплоперепад.

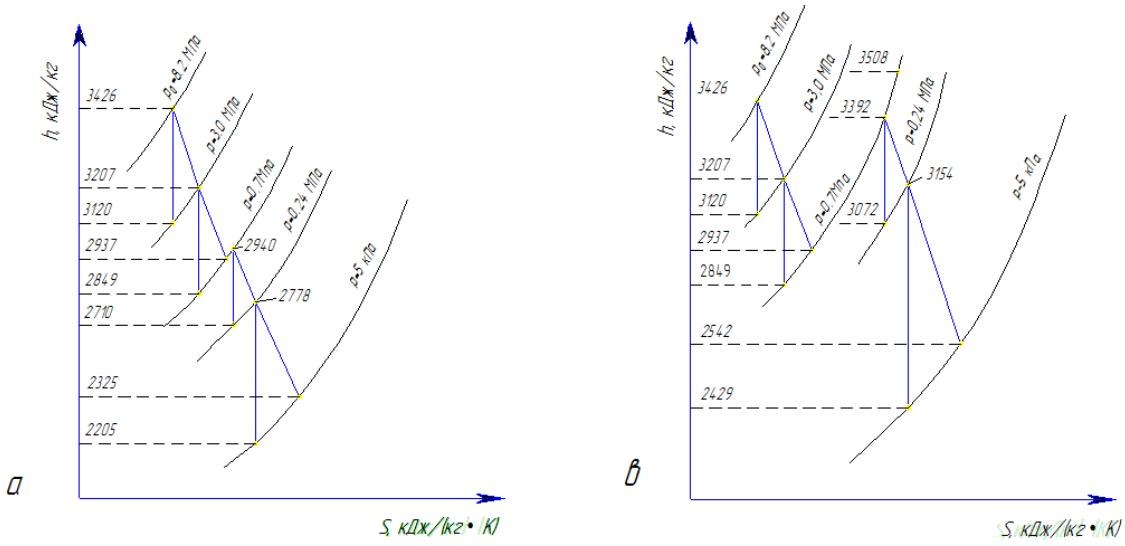

Рис. 2. h, s- диаграмма процесса расширения водяного пара в паровой турбине КТ-150: а – без промежуточного перегрева пара; б – с промежуточным перегревом пара

С целью определения экономической эффективности от применения промежуточного перегрева был проведен тепловой расчет для работы ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга в конденсационном режиме по методике, изложенной в [4]. Тепловой расчет был проведен для двух вариантов исполнения парогазового блока – без применения

промежуточного перегрева пара и с учетом использования промежуточного перегрева пара в хвостовой части котла-утилизатора.

На рис. 3 изображена тепловая диаграмма котла-утилизатора, на которой пунктирной линией показан процесс перегрева водяного пара в промежуточном пароперегревателе.

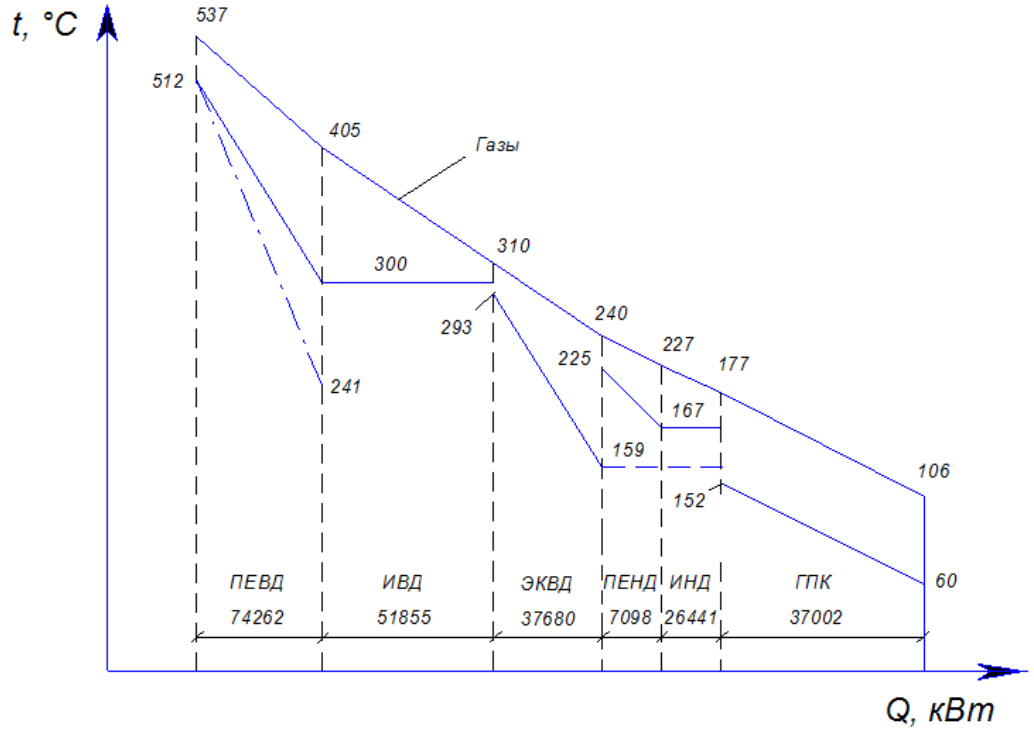

Рис. 3. Тепловая $t = f(Q)$, – диаграмма котла-утилизатора П-90 при использовании промежуточного перегрева водяного пара в хвостовой части котла-утилизатора

В таблице 1 приведены основные расчетные характеристики ПГУ-450 с использованием и без использования промежуточного перегрева пара, которые были получены в результате выполненного теплового расчета.

Таблица 1. Расчетные характеристики ПГУ-450 с промперегревом в хвостовой части котла-утилизатора и без промперегрева водяного пара

Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра	
		Без использования перегрева пара	С использованием перегрева пара
Электрическая мощность ГТУ	МВт	157	157
Электрический КПД ГТУ	%	34,4	34,4
Электрическая мощность ПТУ	МВт	139,286	178,504
Электрический КПД ПТУ	%	30,67	41,45
Электрический КПД КУ	%	79,96	86,80

Электрическая мощность ПГУ	МВт	451,473	469,801
Электрический КПД ПГУ	%	50,49	58,002
Параметры пара контура высокого давления: - давление - температура - расход	 МПа °С кг/с	 8,2 512 56,22	 8,2 512 56,22
Параметры пара после промежуточного пароперегревателя: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 – – –	 0,7 512 56,22
Параметры пара в камере смешения паровой турбины: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 0,7 242 142,84	 0,7 458 142,84
Параметры пара контура низкого давления: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 0,7 230 16,17	 0,7 230 16,17

Анализ результатов расчетов показывает, что коэффициент полезного действия ПГУ-450 с использованием промежуточного перегрева пара в турбокомпрессоре ГТУ равен 58,002 %, а без промежуточного перегрева — 50,49 %. Прирост повышения КПД парогазовой установки составляет 7,512 %, а удельный расход топлива – природного газа снижается с 243,61 г/кВт·ч до 212,06 г/кВт·ч (на 12,95 %). При этом КПД паротурбинной установки возрастает с 30,67 % до 41,45 %. Мощность паротурбинной установки увеличивается с 139,286 до 178,504 МВт (на 28,16 %).

Таким образом, результаты проведенной работы подтверждают эффективность установки промежуточного пароперегревателя в хвостовой части котла-утилизатора при использовании теплоты потока нагретых в камере дожигания уходящих газов ГТУ.

Список литературы:

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций [Текст]. М.: МЭИ, 2006. 580 с.

2. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование [Текст]. М.: ИНФРА-М, 2012. 325 с.

3. Костюк А.Г., Фролов В.В., Трухний А.Д. Турбины тепловых и атомных электрических станций. Издание второе, переработанное и дополненное [Текст]. М.: МЭИ, 2001. 487 с.

4. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Парогазовые установки тепловых электрических станций [Текст]. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. 210 с.