УДК 621.311

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

ПОДОГРЕВ ВОДЯНОГО ПАРА И СЕТЕВОЙ ВОДЫ В ВОЗДУХООХЛАДИТЕЛЕ ТУРБОКОМПРЕССОРА ГТУ

Наиболее совершенными с термодинамической точки зрения для применения в энергетике являются парогазовые установки утилизационного типа (ПГУ-У), в состав которых входят две газотурбинные установки (ГТУ), два котла-утилизатора (КУ), паротурбинная установка (ПТУ). ПГУ-У в настоящее время получают наибольшее распространение [1, 2].

Задача повышения экономичности ПГУ сводится к использованию теплоты уходящих газов ГТУ не только для выработки перегретого пара в котле-утилизаторе, но и для повторного перегрева пара, частично отработавшего в паровой турбине [3]. В этом случае повышается КПД не только котла-утилизатора за счет более глубокого охлаждения газов, но и паровой турбины за счет подвода к пару дополнительной теплоты.Значительная часть мощности, выработанной газовой турбиной, расходуется на привод турбокомпрессора. Для уменьшения потребляемой турбокомпрессором мощности применяют двухступенчатое и реже трех- и более ступенчатое сжатие [4].

С целью полезного использования теплоты сжимаемого воздуха предлагается в воздухоохладителе турбокомпрессора газотурбинной установки осуществить промежуточный перегрев водяного пара, частично отработавшего в паровой турбине, что существенно повышает тепловую экономичность всей установки. Это достигается за счет повышения КПД паровой турбины, входящей в состав ПГУ, посредством подвода к водяному пару дополнительной теплоты. При этом повышается степень сухости водяного пара на выходе из турбины, что положительно сказывается на работе последних ступеней цилиндра низкого давления.

Таким образом, для повышения эффективности работы двухконтурной ПГУ утилизационного типа путем использования теплоты сжимаемого в турбокомпрессоре воздуха предлагается установить в воздухоохладителе турбокомпрессора две поверхности нагрева – промежуточный пароперегреватель и подогреватель сетевой воды (рис. 1). Частично отработавший в части низкого давления турбины водяной пар будет направляться в воздухоохладитель турбокомпрессора ГТУ с целью повторного перегрева. Здес. же будет осуществляться предварительный подогрев сетевой воды. Завершающая стадия нагрева сетевой воды

осуществляется в теплообменнике, расположенном в хвостовой части котла-утилизатора после камеры дожигания. В качестве проекта в настоящей работе рассматривается двухконтурная парогазовая установка ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербург, состоящая из двух газотурбинных установок Siemens V94.2 мощностью по 157 МВт, двух котлов-утилизаторов П-90 ПМЗ и одной паротурбинной установки КТ-150-8 ЛМЗ.

Для перегрева потока пара до высокой температуры необходимо использовать воздух, нагретый в результате процесса сжатия до значительной температуры, которую невозможно получить в случае расположения пароперегревателей в воздухоохладителе между первой и второй ступенями турбокомпрессора. Предлагается применить двухступенчатую схему воздухоохладителей, при которой промежуточный перегрев водяного пара, частично отработавшего в части низкого давления паровой турбины, осуществлялся бы в две стадии в воздухоохладителе первой и второй ступеней. При этом, подогрев в процессе сжатия воздуха до необходимой температуры перед подачей его в камеру сгорания будет осуществляться в дополнительной третьей ступени турбокомпрессора (см. рис. 1).

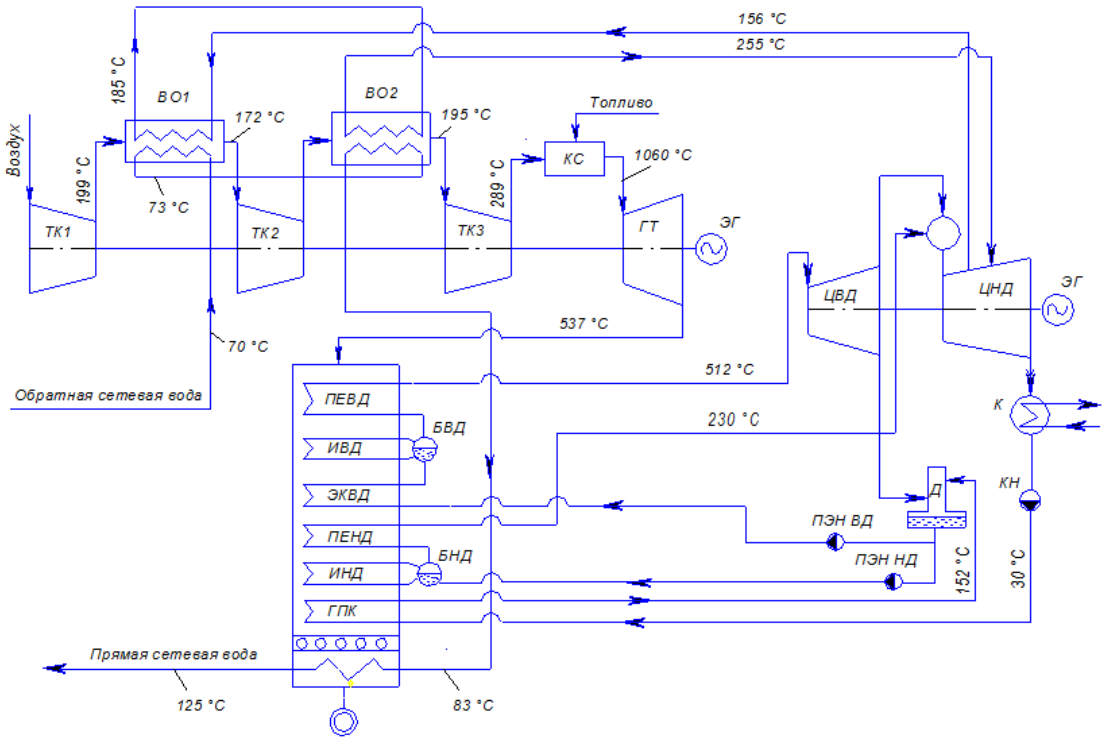

Рис. 1. Расчетная тепловая схема парогазовой установки ПГУ-450 с применением промежуточного перегрева пара в воздухоохладителе турбокомпрессора ГТУ

Степень повышения давления воздуха в турбокомпрессоре ГТУ представляет собой произведение степеней повышения давления в ступенях высокого и низкого давления [5]. Соответственно, итоговая

степень повышения давления воздуха в турбокомпрессоре газотурбинной установки Siemens V94.2 равна $\beta = \beta_1 \cdot \beta_2 = 11{,}3$; где $\beta_1 = 5{,}65$, $\beta_2 = 2$ – степень повышения давления после «первой» и «второй» ступеней турбокомпрессора ГТУ. При данной β температура воздуха после турбокомпрессора составляет 269 ˚С:

$$t'_{ВО2} = T_{В2} \cdot \left(\beta_2^{\frac{(к-1)}{к}} \right) = 445 \cdot \left(2^{\frac{1,4-1}{1,4}} \right) = 542\,K = 269\,℃ .$$

Здесь: $T_{В2}$ = 445 К – температура воздуха перед компрессором 2-ой ступени.

После передачи теплоты от воздуха к потоку пара в воздухоохладителе 2-ой ступени температура воздуха будет составлять 195 ℃ :

$$t''_{ВО2} = t_{пар2} + \Delta t_б = 185 + 10 = 195\,℃ ,$$

где $\Delta t_б$ = 10 ℃ – температурный напор на выходе из воздухоохладителя второй ступени (по воздуху), $t_{пар2}$ = 185 ℃ – температура пара после промежуточного пароперегревателя первой ступени.

Для достижения высокой температуры воздуха, подаваемого в камеру сгорания ГТУ необходима установка третьей ступени турбокомпрессора [6], при этом результирующая степень повышения давления воздуха возрастет и составит:

$$\beta' = \beta \cdot \beta_3 = 11{,}3 \cdot 1{,}7 = 19{,}21 .$$

Здесь: β_3 = 1,7 – степень повышения давления воздуха в третьей ступени турбокомпрессора, при которой КПД ГТУ достигает максимального значения. Соответственно, $\beta^* = 19{,}21$ – оптимальная итоговая степень повышения давления воздуха при применении трехступенчатой схемы сжатия воздуха в турбокомпрессоре ГТУ. При данном значении β^* КПД ГТУ достигает максимального значения, однако мощность установки несколько снижается (см. рис. 2).

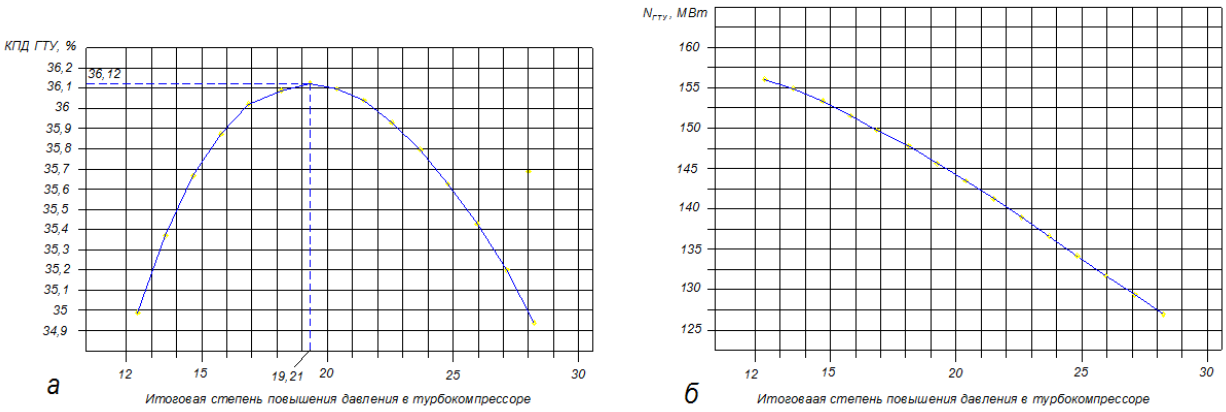

Рис. 2. Зависимость КПД (а) и мощности (б) газотурбинной установки Siemens V94.2 от степени повышения давления воздуха в турбокомпрессоре

С целью определения экономической эффективности от применения промежуточного перегрева водяного пара в воздухоохладителях турбокомпрессора газотурбинной установки был проведен тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга при работе в конденсационном режиме по методике, изложенной в [7].

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. 3.

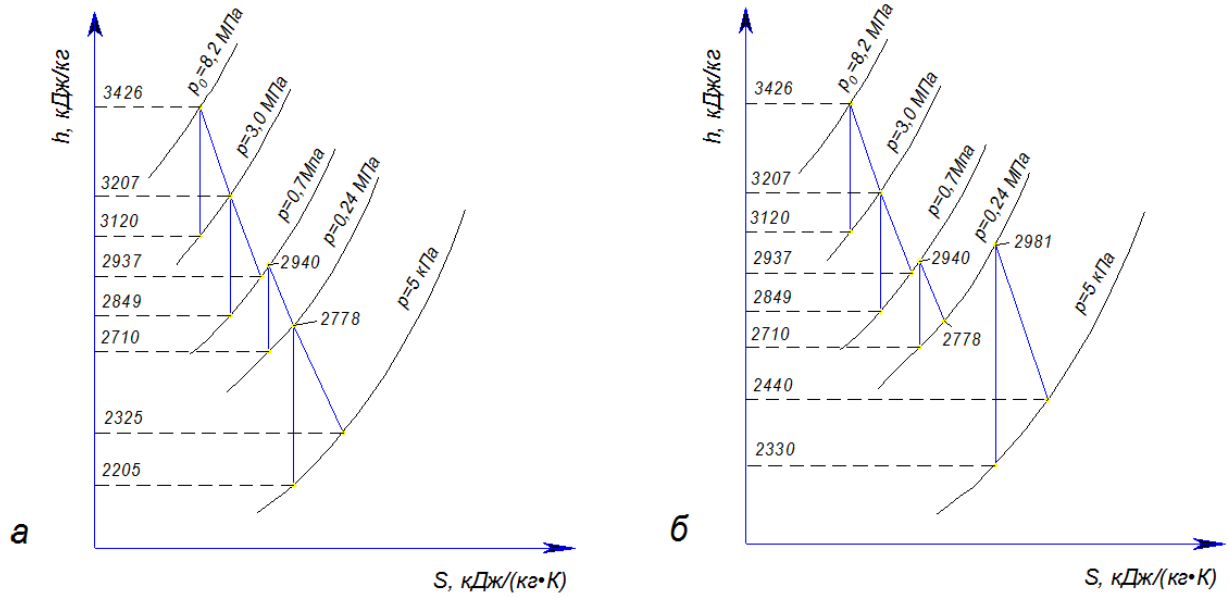

Рис. 3. *h*, s- диаграмма процесса расширения водяного пара в паровой турбине Т-150:

а – без промежуточного перегрева пара; б – с промежуточным перегревом пара в воздухоохладителе турбокомпрессора ГТУ

В таблице 1 приведены основные расчетные характеристики двухконтурной ПГУ-450 с использованием и без использования промежуточного перегрева пара в воздухоохладителе турбокомпрессора

ГТУ, которые были получены в результате выполненного теплового расчета.

Таблица 1. Технико-экономические характеристики ПГУ-450

Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра	
		Без использования промежуточного перегрева водяного пара	С использованием промежуточного перегрева водяного пара в компрессоре ГТУ
Электрическая мощность ГТУ	МВт	157,06	145,65
Электрический КПД ГТУ	%	34,4	36,12
Электрическая мощность ПТУ	МВт	139,286	155,39
Электрический КПД ПТУ	%	30,67	34,21
Электрический КПД КУ	%	81,83	90,57
Электрическая мощность ПГУ	МВт	453,286	446,69
Электрический КПД ПГУ	%	50,49	55,915

В целом повышение экономичности ПГУ происходит за счет увеличения КПД паротурбинной установки благодаря дополнительному подводу теплоты к водяному пару в промежуточном пароперегревателе [8, 9]. Повышение экономичности при введении промежуточного перегрева водяного пара можно оценить путем сравнения результатов проведенных расчетов в обоих вариантах для рассматриваемой парогазовой установки.

Анализ результатов расчетов показывает, что КПД ПГУ-450 с использованием промперегрева пара в турбокомпрессоре ГТУ равен 55,915 %, а без промежуточного перегрева — 50,49 %. Таким образом, прирост повышения КПД парогазовой установки составляет 5,425 %. При этом КПД паротурбинной установки возрастает с 30,67 % до 34,21 %. И, соответственно, мощность паротурбинной установки увеличивается с 139,286 до 155,392 МВт (на 11,56 %).

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. Кудинов А.А., Хусаинов К.Р. Влияние промежуточного перегрева пара на экономичность двухконтурной ПГУ утилизационного типа [Текст] / А.А. Кудинов, К.Р. Хусаинов // Научно-технический журнал «Промышленная энергетика». 2015. № 8. С. 42-48.

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

5. Трубилов М.А., Арсеньев Г.В., Фролов В.В. Паровые и газовые турбины [Текст]. М.: Энергоатомиздат, 1985. 350 с.

6. Кудинов А.А. Горение органического топлива [Текст]. М.: ИНФРА-М, 2015. 390 с.

7. Трухний А.Д., Романюк А.А. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок [Текст]. Учебное пособие М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 40 с.

8. Кудинов А.А., Хусаинов К.Р. Использование теплоты сжимаемого в турбокомпрессоре ГТУ воздуха для перегрева отработавшего в турбине пара [Текст] / А.А. Кудинов, К.Р. Хусаинов // Научно-технический журнал «Энергетик». 2015. №7. С. 26-30.

9. Кудинов А.А. Тепломассообмен [Текст]. М.: ИНФРА-М, 2012. 375 с.