

УДК 621.315.019

ОЦЕНКА УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТОПЛИВА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

А. Л. СТАРЖИНСКИЙ

*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск*

В настоящее время на некоторых предприятиях Республики Беларусь имеются собственные электростанции, обеспечивающие тепловой энергией технологический процесс или установленные в последние годы в целях экономии энергоресурсов, и представляют собой паротурбинные установки с противоавтоматическими турбинами мощностью от 0,5 до 3,5 МВт. Они работают в качестве редуктора для снижения избыточного давления пара, например с 1,3 МПа и температуре $t = 191$ °С, вырабатываемого котельной предприятия, до требуемых параметров, необходимых для ведения технологического процесса. Применение противоавтоматической турбины вместо обычно применяемых редукционно-охлаждающих установок (РОУ) позволяет полезно использовать (срабатываемый на рабочих лопатках) потенциал парового потока для получения электроэнергии [1, с. 6]. В схеме с установкой противоавтоматической турбины обычное РОУ сохраняется как резервное на период плановых или аварийных остановов турбины. Удельные затраты топлива при использовании противоавтоматической турбины несколько выше по сравнению с РОУ, т. к. производство электроэнергии связано с дополнительной потерей энергии в турбине (потери пара через концевые уплотнения, механические потери), редукторе, генераторе (механические и электрические потери).

Рассмотрим одно предприятие пищевой промышленности, требующее по технологии производства пар давлением 0,3–0,38 МПа и температурой 130–140 °С. На данном предприятии предпринята попытка снизить недоиспользование потенциальной энергии пара, полученной от сжигания топлива в котельной, за счет того, что пар вместо РОУ, направляется на паротурбинную установку для производства электроэнергии. Для этого в пристройке к производственному цеху установлена параллельно РОУ противоавтоматическая турбина мощностью 1,5 МВт, вал которой сочленен через редуктор с электрическим генератором такой же самой мощности (рис. 1). Технические параметры турбоагрегата представлены в табл. 1, а энергетические характеристики на рис. 2. Эксплуатационные условия работы данного турбоагрегата отличаются от номинальных, поэтому экспериментально полученные характеристики отличаются от паспортной.

Оценим значения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии для данного турбоагрегата. При отсутствии электрогенерирующего комплекса котельная вырабатывает тепловую энергию Q с расходом топлива B , который определяется исходя из значения количества тепла, отпускаемого потребителю, потерь в котле, потерь в питающем паропроводе и РОУ. На тепловых электростанциях энергосистемы отпуск пара через РОУ применяется в дополнение к отбору из турбины при большом потреблении пара, не обеспечиваемой последней, или при выходе из

стройка турбины с отбором пара. Отпуск пара через РОУ не экономичен и допустим только в исключительных случаях [2, с. 82].

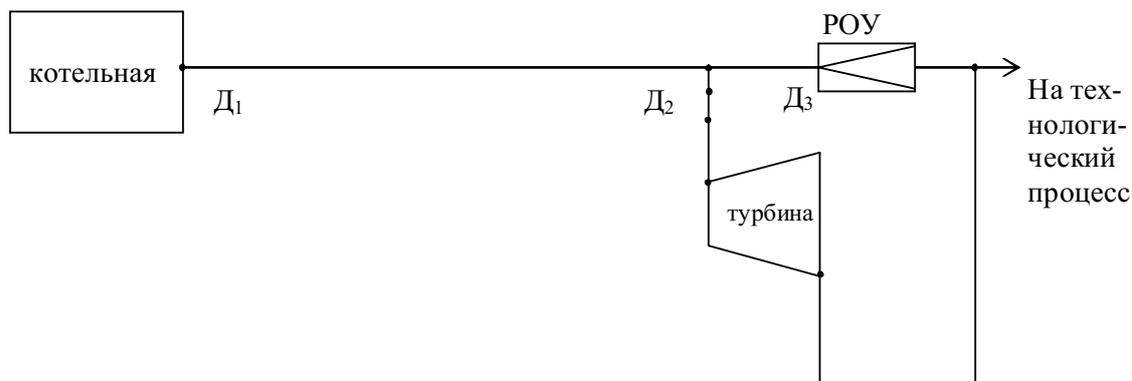


Рис. 1. Схема паропроводов промышленного предприятия: Д₁ – отпуск пара с котельной; Д₂, Д₃ – расход пара на турбину и на РОУ

Таблица 1

Технические параметры турбоагрегата с противодавленческой турбиной

Тип турбоагрегата	Номинальная мощность P_n , МВт	Номинальные параметры свежего пара		Номинальные параметры пара за турбиной		Номинальный расход пара, кг/ч	Эффективный КПД турбины, %	КПД редуктора, %	КПД генератора, %
		p_0 , МПа	t_0 , °C	p_2 , МПа	t_2 , °C				
ТГ 1,5А/10, 5 Р13/3	1,5	1,3	191	0,3	133	34500	65,7	98,6	96,1

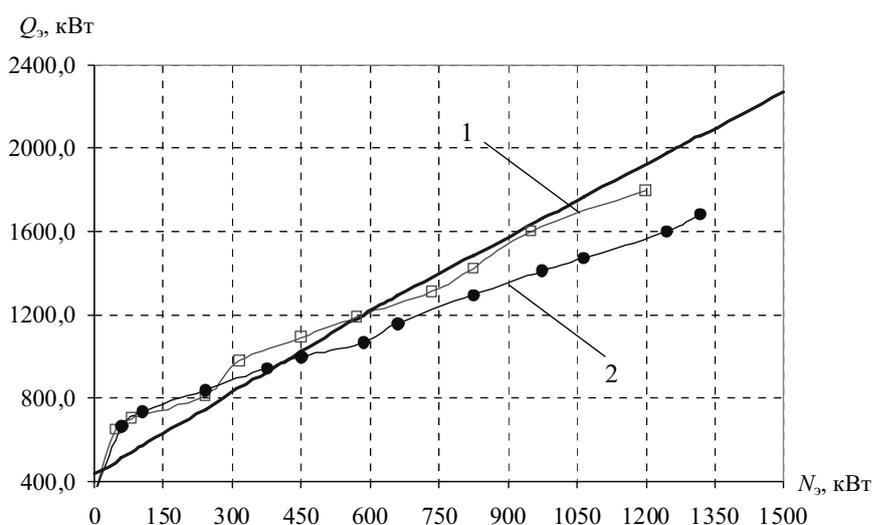


Рис. 2. Энергетические характеристики турбоагрегата номинальной мощностью 1,5 МВт: Q_3 – расход тепла на выработку электроэнергии, N_3 – мощность, выдаваемая генератором
 —□— уменьшение нагрузки, —○— увеличение нагрузки, — сплошная — паспортная

Для котельных промышленных предприятий схема пароснабжения от РОУ потребителей технологического процесса получила наибольшее распространение.

Эффективность замены процесса снижения параметров в РОУ заключается в срабатывании адекватного потенциала в противодавленческой турбине, являющейся по существу вращающейся РОУ [1, с. 6].

Необратимые потери в РОУ при дросселировании пара определяются по выражению [3, с. 460]:

$$\Pi = D_{\text{п}} [(h_{\text{п}} - h_{\text{н}})] - T_{\text{о.с}} (s_{\text{п}} - s_{\text{н}}), \quad (1)$$

где $h_{\text{п}}$ – энтальпия пара перед дросселированием, кДж/кг; $h_{\text{н}}$ – энтальпия пара при давлении, необходимом потребителю, кДж/кг; $s_{\text{п}}$ – энтропия пара перед дросселированием, кДж/К; $s_{\text{н}}$ – энтропия пара при давлении, необходимом потребителю, кДж/К; $D_{\text{п}}$ – количество дросселируемого пара, кг/ч; $T_{\text{о.с}}$ – температура окружающей среды, принимаемой обычно равной 293 К.

Исходя из номинальных параметров первичного пара ($p_0 = 1,3$ МПа; $t_0 = 191^\circ\text{C}$) и параметров вторичного пара ($p_2 = 0,3$ МПа; $t_2 = 133^\circ\text{C}$), расхода пара, $D_{\text{п}} = 34500$ кг/ч, потери в РОУ, определенные по выражению (1), будут равны:

$$\begin{aligned} \Pi &= 34500 \cdot [(812,04 - 559,211) - 293 (2,2453 - 1,6662)] = 34500 \cdot 83,154 = \\ &= 2868813 \text{ кДж/ч} = 796,89 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Теплопадение в турбине (табл.1) составят [4, с. 8]:

$$\Pi_{\text{т}} = D_{\text{п}} (h_{\text{п}} - h_{\text{н}}), \quad (2)$$

где $h_{\text{п}} - h_{\text{н}}$ – перепад энтальпий пара в турбине, кДж/кг; $D_{\text{п}}$ – расход пара на выходе из турбины, кг/ч.

Исходя из паспортных данных турбоагрегата (табл. 1), по формуле (2) определим теплопадение в турбине

$$\Pi_{\text{т}} = 34500 (812,04 - 559,211) = 8722600,5 \text{ кДж/ч} = 2423 \text{ кВт}.$$

Часовые потери топлива в котельной в случае дросселирования пара в РОУ составят:

$$\Delta B_{\text{РОУ}} = \frac{\Pi_{\text{РОУ}}}{Q_{\text{у}} \cdot \eta_{\text{кот}} \cdot \eta_{\text{изол}}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{у}}$ – теплота сгорания условного топлива (равная 29300 кДж/кг); $\eta_{\text{кот}}$ – КПД котельной исследуемого предприятия [5, с. 6] равен 0,892; $\eta_{\text{изол}}$ – КПД изоляции паропроводов исследуемого предприятия [5, с. 17] равен 0,9604;

$$\Delta B_{\text{РОУ}} = \frac{2868813 \cdot 1}{29300 \cdot 0,892 \cdot 0,9604} = 114,291 \text{ кг у. т.}$$

Часовые потери топлива при работе турбоагрегата составят:

$$\Delta B_{\text{ТА}} = \frac{P_{\text{т}}}{Q_{\text{у}} \cdot \eta_{\text{кот}} \cdot \eta_{\text{изол}}}, \quad (4)$$

$$\Delta B_{\text{ТА}} = \frac{8722600,5 \cdot 1}{29300 \cdot 0,892 \cdot 0,9604} = 347,51 \text{ кг у. т.}$$

Потери топлива при работе турбоагрегата в сравнении с использованием РОУ увеличатся на значение:

$$\delta B = \Delta B_{\text{ТА}} - \Delta B_{\text{РОУ}}, \quad (5)$$

$$\delta B = 347,51 - 114,291 = 233,22 \text{ кг у. т.}$$

Повышение потерь топлива при работе турбоагрегата над потерями при работе РОУ обеспечивает выработку электроэнергии мощностью 1,5 МВт, тогда удельный расход топлива на производство электроэнергии будет:

$$b_{\text{уд}}^{\text{э}} = \frac{\delta B}{N_{\text{э}} \cdot t_{\text{т}}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{э}}$ – номинальная электрическая мощность турбоагрегата, кВт,

$$b_{\text{уд}}^{\text{э}} = \frac{233,22}{1500 \cdot 1} = 0,1555 \text{ кг у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

В случае неучета потерь тепла в РОУ, удельный расход топлива на производство электроэнергии будет равен:

$$b_{\text{уд}}^{\text{э}} = \frac{\Delta B_{\text{ТА}}}{N_{\text{э}} \cdot t}, \quad (7)$$

$$b_{\text{уд}}^{\text{э}} = \frac{347,51}{1500 \cdot 1} = 0,2317 \text{ кг у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Особенность исследуемой паротурбинной установки состоит в том, что при давлении пара на выходе из турбины, равном 0,38 МПа, необходимом для технологических целей предприятия, мощность, развиваемая турбиной, ниже номинальной и равна 1,2–1,3 МВт (рис. 2) [5, с. 5]. Экспериментальные характеристики возможных режимов турбоагрегата номинальной мощностью 1,5 МВт полученные нами при приемосдаточных испытаниях представлены в табл. 2.

По экспериментальным кривым при $N_{\text{э}}=1,2$ МВт, $Q_{\text{э}} = 1795$ кВт (характеристика 1, рис. 2) при $N_{\text{э}} = 1,32$ МВт, $Q_{\text{э}} = 1684$ кВт (характеристика 2, рис. 2).

Таблица 2

**Экспериментальные характеристики режима работы турбоагрегата
номинальной мощностью 1,5 МВт**

№	p_0 , МПа	t_0 , °С	$h_{п1}$, кДж/кг	p_2 , МПа	t_2 , °С	$h_{п2}$, кДж/кг	$h_{п1} - h_{п2}$, кДж/кг	$D_{п1}$, кг/ч	N_3 , кВт
Уменьшение нагрузки от 1200 кВт до 0									
1	1,23	191,9	816,012	0,404	145	610,687	205,325	31470	1200
2	1,243	192,4	818,246	0,41	144	606,394	211,852	27200	951
3	1,274	193,4	822,720	0,371	142	597,783	224,937	22820	825
4	1,274	193,6	823,613	0,377	142	597,787	225,826	20870	735
5	1,256	193,1	821,374	0,376	142	597,786	223,587	19110	570
6	1,231	192	816,458	0,379	142	597,788	218,670	17940	450
7	1,21	191,5	814,221	0,383	142	597,791	216,430	16260	315
8	1,187	190,2	808,425	0,379	142	597,788	210,636	13870	240
9	1,206	190,9	811,548	0,383	142	597,791	213,757	11820	81
10	1,218	191,4	813,779	0,383	142	597,791	215,989	10840	45
11	1,214	191,2	812,887	0,371	135	567,804	245,083	5000	0
Увеличение нагрузки генератора от 0 кВт до 1320 кВт									
11	1,214	191,2	812,887	0,371	135	567,804	245,083	5000	0
12	1,149	192,6	819,096	0,388	143	602,086	217,011	11020	60
13	1,143	192,6	819,094	0,377	143	602,079	217,015	12180	105
14	1,137	192,1	816,862	0,385	143	602,084	214,778	14000	240
15	1,124	191,8	815,519	0,375	143	602,077	213,442	15860	375
16	1,111	191,5	814,177	0,377	143	602,079	212,098	16940	450
17	1,099	190,9	811,500	0,377	143	602,079	209,421	18310	585
18	1,087	190,2	808,379	0,376	142	597,786	210,593	19800	660
19	1,075	189,9	807,039	0,376	142	597,786	209,253	22300	825
20	1,062	189,4	804,810	0,376	142	597,786	207,024	24530	975
21	1,056	189,1	803,474	0,376	142	597,786	205,688	25780	1065
22	1,037	188,6	801,244	0,376	142	597,786	203,458	28300	1245
23	1,044	188,6	801,247	0,381	142	597,789	203,458	29790	1320

Тогда по выражению (4)

$$\Delta B_{\text{ТА1,2}} = \frac{1795 \cdot 3600 \cdot 1}{29300 \cdot 0,892 \cdot 0,9604} = 257,44 \text{ кг у. т.};$$

$$\Delta B_{\text{ТА1,32}} = \frac{1684 \cdot 3600 \cdot 1}{29300 \cdot 0,892 \cdot 0,9604} = 241,52 \text{ кг у. т.}$$

Исходя из полученных энергетических характеристик (рис. 2), определим удельный расход топлива на производство электроэнергии по выражению (7), т. е. без учета потерь в РОУ:

$$N_3 = 1,2 \text{ МВт (характеристика 1, рис. 2)} \quad b_{\text{уд}}^3 = \frac{257,44}{1200 \cdot 1} = 0,2145 \text{ кг у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$N_9 = 1,32 \text{ МВт (характеристика 2, рис. 2)} \quad b_{\text{уд}}^9 = \frac{241,52}{1320 \cdot 1} = 0,1829 \text{ кг у. т./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Вывод

Расход топлива на производство электроэнергии на паротурбинной установке малой мощности, установленной на промышленном предприятии вместо РОУ, ниже соответствующего показателя на электростанциях энергосистемы примерно в 1,38–2,04 раза, что говорит об экономичности и эффективности применения ее в качестве производителя электроэнергии.

Литература

1. Кореннов, Б. Е. Замена РОУ противодавленческой турбины – эффективное энергосберегающее мероприятие для котельных и ТЭС / Б. Е. Кореннов // Промышленная энергетика. – 1997. – № 12. – С. 6–8.
2. Елизаров, Д. П. Теплоэнергетические установки электростанций : учеб. для вузов / Д. П. Елизаров. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 264 с.
3. Теплотехнический справочник / под ред. В. Н. Юренева, П. Д. Лебедева. – Москва : Энергия, 1975. – Т. 1. – 744 с.
4. Лебедев, В. М. Техничко-экономическая эффективность ТЭЦ малой мощности / В. М. Лебедев, Ю. А. Усманов // Промышленная энергетика. – 2000. – № 1. – С. 6–8.
5. Разработка методики определения удельных норм расхода тепловой энергии на производство электроэнергии на паротурбинной установке ОАО «Мозырьсоль» : отчет о НИР / Бел. нац. техн. ун-т; науч. рук. темы Короткевич М. А. – Минск, 2004. – 20 с. – ХД 1615/04.

Получено 02.02.2006 г.