

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

123-1

**УДК 621.438**

И.А. ШВЕЦОВ, Е.О. ЭРКАБАЕВА, студенты (БНТУ)  
Научный руководитель С.А. КАЧАН, к. т. н., доцент (БНТУ)  
г. Минск

**СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ  
УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА**

До конца прошлого века основу энергосистемы Беларуси составляли паротурбинные установки. В течение нескольких последних десятилетий на конденсационных тепловых электростанциях (ТЭС) и теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) Республики активно внедрялись парогазовые технологии.

Преимущества теплофикационных (когенерационных) газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок перед паротурбинными установками (ПТУ) показаны в ряде исследований [1 – 4].

Примем в качестве критерия сравнения величину **удельной выработки электроэнергии** на тепловом потреблении  $W$ , которая показывает соотношение двух полезных продуктов: электроэнергии и теплоты, совместно производимых на установках ТЭЦ.

Для теплофикационных *паротурбинных установок* средние значения  $W_{\text{ПТ}}$  составляют:

- для производственных отборов  $W_{\text{ПТ}}^n = 0,15 \dots 0,26$ ;
- для отопительных отборов  $W_{\text{ПТ}}^m = 0,38 \dots 0,56$ .

Более высокие величины  $W_{\text{ПТ}}$  соответствуют большему теплопаду в турбоустановке, то есть более высоким значениям начальных параметров цикла и более низким значениям давления в регулируемых отборах.

Для *когенерационной ГТУ*, в которой теплота отработавших в газовой турбине газов используется для подогрева сетевой воды, величину удельной выработки можно оценить по формуле:

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{ГТУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{(Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кс}} - N_{\text{ГТУ}}^3 / \eta_{\text{эм}}) \eta_{\text{ку}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^3}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}}^3 / \eta_{\text{эм}}) \eta_{\text{ку}}}, \quad (1)$$

Здесь  $N_{\text{ГТУ}}^3$  – электрическая мощность ГТУ;

$Q_{\text{ГТУ}}$  – отпуск теплоты от ГТУ;

$Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кс}}$  – расход теплоты с топливом в камеру сгорания ГТУ;

$\eta_{\text{ГТУ}}^3$  – КПД ГТУ по выработке электроэнергии

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

---

123-2

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ}}{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ}}{B_{\text{ГТУ}} Q_h^p}; \quad (2)$$

$B_{\text{ГТУ}}$  – расход топлива в массовых единицах в камеру сгорания ГТУ;

$Q_h^p$  – теплотворная способность топлива (низшая теплота сгорания)

$\eta_{\text{эм}}$  – электромеханический КПД ГТУ;

$\eta_{\text{КУ}}$  – КПД утилизационного контура, показывающий долю полезно использованной теплоты от общей теплоты отработавших в ГТУ газов. Другими словами это КПД котла-утилизатора.

Примем  $\eta_{\text{эм}} = 0,98$ ; тогда получим при  $\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ} = 0,33...0,37$  и  $\eta_{\text{КУ}} = 0,75...0,85$   $W_{\text{ГТУ}} = 0,66...0,70$ .

Как видно, значение  $W_{\text{ГТУ}}$  на 25...50% выше величины удельной выработки для паротурбинных установок  $W_{\text{ПТ}}$ .

Для утилизационной ПГУ, работающей без конденсатора с противодавленческой паровой турбиной, при отпуске теплоты на внешнее тепловое потребление  $Q_{\text{омн}}$  только с отработавшим паром паровой турбины величину удельной выработки можно оценить по формуле:

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}^{\circ}}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} + N_{\text{ПТУ}}^{\circ}}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} + W_{\text{ПТ}} Q_{\text{омн}}}{Q_{\text{омн}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ}}{Q_{\text{омн}}} + W_{\text{ПТ}}, \quad (3)$$

где  $N_{\text{ПГУ}}^{\circ}$ ,  $N_{\text{ПТУ}}^{\circ}$ ,  $N_{\text{ГТУ}}^{\circ}$  – электрическая мощность ПГУ в целом и паротурбинной и газотурбинной установок в составе ПГУ соответственно;

$Q_{\text{ПГУ}} = Q_{\text{омн}}$  – отпуск теплоты от ПГУ, равный отпуску теплоты с отработавшим паром паровой турбины.

Расход теплоты в свежем паре  $Q_0$  на паровую турбину из теплового баланса паровой турбины можно оценить по формуле

$$Q_0 = N_{\text{ПТ}} / \eta_{\text{эм}} + Q_{\text{омн}}. \quad (4)$$

Эту же величину из баланса утилизационного контура можно найти как

$$Q_0 = \left( \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ}}{\eta_{\text{ГТУ}}^{\circ}} - \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ}}{\eta_{\text{эм}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{мн}}. \quad (5)$$

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

---

123-3

Здесь  $\eta_{KY}$  – КПД котла-утилизатора, показывающий долю полезно используемой теплоты уходящих газов ГТУ в парогенерирующих поверхностях;

$\eta_{mn}$  – КПД теплового потока, учитывающий потери теплоты при транспорте пара от котла-утилизатора до паровой турбины.

С учетом этого можно показать, что

$$\frac{N_{GTU}^3}{Q_{om\delta}} = \frac{\frac{W_{PT}}{\eta_{\vartheta M}} + 1}{\left( \frac{1}{\eta_{GTU}^3} - \frac{1}{\eta_{\vartheta M}} \right) \eta_{KY} \eta_{mn}}, \quad (6)$$

откуда получаем

$$W_{PGU} = \frac{\frac{W_{PT}}{\eta_{\vartheta M}} + 1}{\left( \frac{1}{\eta_{GTU}^3} - \frac{1}{\eta_{\vartheta M}} \right) \eta_{KY} \eta_{mn}} + W_{PT}. \quad (7)$$

С некоторой долей приближения полученную формулу можно применять и для теплофикационной ПГУ с конденсатором при ее работе по тепловому графику с закрытой регулирующей диафрагмой (то есть с минимальным пропуском пара в конденсатор).

Рассчитаем величину удельной выработки на тепловом потреблении для теплофикационной ПГУ. Приняв  $W_{PT} = 0,3...0,35$ ,  $\eta_{GTU}^3 = 0,33...0,37$ ,  $\eta_{KY} = 0,80...0,85$ ,  $\eta_{mn} = 0,98$ , получим  $W_{PGU} = 1,1...1,3$ .

Как видно,  $W_{PGU}$  в два и даже более раз выше, чем для традиционных паротурбинных установок  $W_{PT}$ .

Величину  $W$  нельзя считать однозначным критерием при сравнении теплофикационных установок. Например, если искусственно снизить глубину утилизации теплоты газов в когенерационной ГТУ, то можно получить более высокие значения  $W_{GTU}$  – вплоть до  $W_{GTU} = \infty$  при  $\eta_{KY} = 0$  и  $Q_{GTU} = 0$ .

Более полным критерием сравнения теплофикационных установок различного типа является коэффициент относительной **экономии топлива в энергосистеме**  $\Delta \bar{B}_{\vartheta k}$ . Определяется он как отношение экономии топлива на ТЭЦ  $B_{TЭЦ}$  в сравнении со схемой замещения  $B_{зам}$  (в раздельной схеме энергоснабжения) к расходу топлива на ТЭЦ  $B_{TЭЦ}$

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

---

123-4

$$\Delta \overline{B}_{\text{ек}}^{\text{TЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{TЭЦ}}}{B_{\text{TЭЦ}}} = \frac{N_{\text{TЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{TЭЦ}} b_{\text{ком}}}{B_{\text{TЭЦ}}} - 1 \quad (8)$$

где  $N_{\text{TЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{TЭЦ}}$ ,  $B_{\text{TЭЦ}}$  – электрическая мощность, отпуск теплоты и расход топлива на теплофикационной установке ТЭЦ;

$B_{\text{зам}}$  – расход условного топлива при раздельном производстве того же количества электроэнергии и теплоты в схеме замещения;

$b_{\text{зам}}$ ,  $b_{\text{ком}}$  – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС и на отпуск теплоты от замещающей котельной.

Примем в расчетах  $b_{\text{зам}} = 320 \text{ г у.т.}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) = 320 \text{ кг у.т.}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$ , то есть как для паротурбинных блоков Лукомльской ГРЭС, и  $b_{\text{ком}} \approx 40 \text{ кг у.т.}/\text{ГДж} = 0,04 \text{ кг у.т.}/\text{МДж}$ .

Примем, что удельные расходы топлива на производство теплоты на ТЭЦ и в котельной совпадают и равны  $b_{\text{ком}}$ , тогда для режима работы *паротурбинной установки* по тепловому графику относительную экономию топлива в энергосистеме можно рассчитать по формуле

$$\Delta \overline{B}_{\text{ек}}^{\text{ПТУ}} = \frac{\Delta B_{\text{ек}}}{B_{\text{ПТУ}}} = \frac{W_{\text{ПТ}} (b_{\text{зам}} - b_{\text{мф}})}{W_{\text{ПТ}} \cdot b_{\text{мф}} + b_{\text{ком}}} , \quad (9)$$

где  $b_{\text{мф}} \approx 150 \text{ кг у.т.}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$  – удельный расход топлива на производство электроэнергии по теплофикационному циклу (без потерь в конденсаторе).

Для ТЭЦ на средние параметры пара при  $W_{\text{ПТ}} \approx 0,35$   $\Delta \overline{B}_{\text{ек}}^{\text{ПТУ}} \approx 0,3$ . Для современных ТЭЦ на сверхвысокие и сверхкритические параметры  $W_{\text{ПТ}} \approx 0,55$ , а  $\Delta \overline{B}_{\text{ек}}^{\text{ПТУ}} \approx 0,42$ .

Для *когенерационной ГТУ* можно показать, что

$$\begin{aligned} \Delta \overline{B}_{\text{ек}}^{\text{ГТУ}} &= \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}}} = \\ &= \frac{N_{\text{ГТУ}}^3 b_{\text{зам}} + Q_{\text{ГТУ}} b_{\text{ком}}}{N_{\text{ГТУ}}^3 b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{b_{\text{зам}} + b_{\text{ком}} / W_{\text{ГТУ}}}{b_{\text{ГТУ}}} - 1, \end{aligned} \quad (10)$$

где  $b_{\text{ГТУ}} = 123 / \eta_{\text{ГТУ}}^3$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ГТУ.

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

---

123-5

При  $\eta_{ГТУ}^3 = 0,33 \dots 0,37$  ориентировочно  $b_{ГТУ} = 333 \dots 373$  кг у.т./(МВт·ч), соответственно  $\Delta\bar{B}_{\text{ек}}^{ГТУ} = 0,44 \dots 0,57$ . Как видно, при применении современных высокотемпературных газовых турбин системная экономия топлива когенерационных ГТУ превышает значение этого показателя для паротурбинных установок.

Для утилизационной ПГУ с паротурбинной установкой, работающей по тепловому графику (или с противодавленческой паровой турбиной) можно показать, что

$$\begin{aligned}\Delta\bar{B}_{\text{ек}}^{ПГУ} &= \frac{B_{\text{зам}} - B_{ПГУ}}{B_{ПГУ}} = \\ &= \frac{(N_{ГТУ}^3 + N_{ПГУ}^3)b_{\text{зам}} + Q_{омн}b_{\text{ком}}}{N_{ГТУ}^3 b_{ГТУ}} - 1 = \frac{W_{ПГУ}b_{\text{зам}} + b_{\text{ком}}}{\frac{N_{ГТУ}^3}{Q_{омн}}b_{ГТУ}} - 1.\end{aligned}\quad (11)$$

При  $\eta_{ГТУ}^3 = 0,33 \dots 0,37$  получим  $\Delta\bar{B}_{\text{ек}}^{ПГУ} = 0,62 \dots 0,97$ . Это существенно превышает экономию топлива, обеспечиваемую теплофикационными паротурбинными установками.

Приведенный анализ подтверждает целесообразность и актуальность ввода в эксплуатацию когенерационных ГТУ и теплофикационных ПГУ в энергосистемах, в топливном балансе которых значительную долю составляет природный газ.

Список литературы:

1. Березинец, П.А. Техническое перевооружение газомазутных ТЭС с использованием газотурбинных и парогазовых технологий / П.А. Березинец, Г.Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2001. – № 6. – С. 11 – 16.
2. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов – М.: Издательство МЭИ, 2002.
3. Читашвили, Г.П. Сравнительный анализ эффективности паротурбинных и газотурбинных ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 58 – 61.
4. Яковлев, Б.В. Современные энерготехнологии на ТЭС / Б.В. Яковлев, А.С. Гринчук // Энергия и менеджмент. – 2006. – №2. – С. 4 – 9.

Информация об авторах:

Швецов Иван Андреевич, студент гр. 10604216, БНТУ, 220013, г.

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная  
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»  
12-14 ноября 2020 года**

---

Минск, пр. Независимости, д. 65, [1060421618@bntuby.onmicrosoft.com](mailto:1060421618@bntuby.onmicrosoft.com)

Эркабаева Екатерина Олеговна, студент гр. 10604216, БНТУ, 220013,  
г. Минск, пр. Независимости, д. 65, [1060421621@bntuby.onmicrosoft.com](mailto:1060421621@bntuby.onmicrosoft.com)

Качан Светлана Аркадьевна, к.т.н., доцент, БНТУ, 220013, г. Минск,  
пр. Независимости, д. 65, [c.a.kachan@bntu.by](mailto:c.a.kachan@bntu.by)