

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 $W_{ПТ}$ составляют:

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

Более высокие величины $W_{ПТ}$ соответствуют большему теплоперепаду 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:

$$W_{ГТУ} = \frac{N_{ГТУ}^э}{Q_{ГТУ}} = \frac{N_{ГТУ}^э}{(Q_{ГТУ}^{кв} - N_{ГТУ}^э / \eta_{эм}) \eta_{кв}} = \frac{\eta_{ГТУ}^э}{(1 - \eta_{ГТУ}^э / \eta_{эм}) \eta_{кв}}, \quad (1)$$

Здесь $N_{ГТУ}^э$ – электрическая мощность ГТУ;

$Q_{ГТУ}$ – отпуск теплоты от ГТУ;

$Q_{ГТУ}^{кв}$ – расход теплоты с топливом в камеру сгорания ГТУ;

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

$$\eta_{ГТУ}^{\circ} = \frac{N_{ГТУ}^{\circ}}{Q_{ГТУ}^{кс}} = \frac{N_{ГТУ}^{\circ}}{B_{ГТУ} Q_n^p}; \quad (2)$$

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

Q_n^p – теплотворная способность топлива (низшая теплота сгорания)

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{ПГУ} = Q_{омн}$ – 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

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

Эту же величину из баланса утилизационного контура можно найти как

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

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

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

С учетом этого можно показать, что

$$\frac{N_{ГТУ}^э}{Q_{отб}} = \frac{\frac{W_{ПТ}}{\eta_{эм}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{ГТУ}^э} - \frac{1}{\eta_{эм}} \right) \eta_{КУ} \eta_{mn}}, \quad (6)$$

откуда получаем

$$W_{ПГУ} = \frac{\frac{W_{ПТ}}{\eta_{эм}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{ГТУ}^э} - \frac{1}{\eta_{эм}} \right) \eta_{КУ} \eta_{mn}} + W_{ПТ}. \quad (7)$$

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 $W_{ПТ} = 0,3 \dots 0,35$, $\eta_{ГТУ}^э = 0,33 \dots 0,37$, $\eta_{КУ} = 0,80 \dots 0,85$, $\eta_{mn} = 0,98$, получим $W_{ПГУ} = 1,1 \dots 1,3$.

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

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 $W_{ГТУ}$ – вплоть до $W_{ГТУ} = \infty$ при $\eta_{КУ} = 0$ и $Q_{ГТУ} = 0$.

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

$$\Delta \bar{B}_{\text{эк}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1 \quad (8)$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}$, $Q_{\text{ТЭЦ}}$, $B_{\text{ТЭЦ}}$ – 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;

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

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

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

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

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

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

Для когенерационной ГТУ можно показать, что

$$\begin{aligned} \Delta \bar{B}_{\text{эк}}^{\text{ГТУ}} &= \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}}} = \\ &= \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ГТУ}} b_{\text{кот}}}{N_{\text{ГТУ}}^{\circ} b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{b_{\text{зам}} + b_{\text{кот}} / W_{\text{ГТУ}}}{b_{\text{ГТУ}}} - 1, \end{aligned} \quad (10)$$

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

При $\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,33...0,37$ ориентировочно $b_{ГТУ} = 333...373$ кг у.т./(МВт·ч), соответственно $\Delta \bar{B}_{эк}^{ГТУ} = 0,44...0,57$. 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

$$\begin{aligned} \Delta \bar{B}_{эк}^{ПГУ} &= \frac{B_{зам} - B_{ПГУ}}{B_{ПГУ}} = \\ &= \frac{(N_{ГТУ}^{\circ} + N_{ПТ}^{\circ})b_{зам} + Q_{отп}b_{кот} - 1}{N_{ГТУ}^{\circ}b_{ГТУ}} - 1 = \frac{W_{ПГУ}b_{зам} + b_{кот}}{\frac{N_{ГТУ}^{\circ}}{Q_{отп}}b_{ГТУ}} - 1. \end{aligned} \quad (11)$$

При $\eta_{ГТУ}^{\circ} = 0,33...0,37$ получим $\Delta \bar{B}_{эк}^{ПГУ} = 0,62...0,97$. 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»**

123-6

12-14 ноября 2020 года

Минск, пр. Независимости, д. 65, 1060421618@bntuby.onmicrosoft.com

Эркабаева Екатерина Олеговна, студент гр. 10604216, БНТУ, 220013,
г. Минск, пр. Независимости, д. 65, 1060421621@bntuby.onmicrosoft.com

Качан Светлана Аркадьевна, к.т.н., доцент, БНТУ, 220013, г. Минск,
пр. Независимости, д. 65, s.a.kachan@bntu.by