

$$b_{\text{ДГУ}2} = 60 - 75 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Как видно, при **первом способе** расчетов удельный расход топлива на ДГУ находится на таком уровне, как если бы для подогрева газа использовалась теплота не отработавшего в турбине пара, а непосредственно сжигаемого в котлоагрегате топлива.

При **втором способе** расчетов удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ снижается примерно в два раза против величины, полученной при первом способе, и становится ниже топливного эквивалента киловатт-часа, равного 123 г у.т./кВт·ч.

При этом значение среднего по блоку и детандергенераторной установке удельного расхода топлива, а также суммарный эффект от эксплуатации ДГУ на ТЭС не зависят от принятого способа расчетов.

Аналогичные результаты можно получить при использовании нормативной энергетической характеристики паротурбинного оборудования [4].

Отнесение эффекта от дополнительной теплофикационной выработки на работу энергоблока упрощает расчеты и делает их более наглядными. Однако учет этого эффекта при оценке эффективности работы детандергенераторных установок позволяет более точно рассчитывать реальный срок их окупаемости и выявлять преимущества использования ДГУ на ТЭС, где имеются источники низкопотенциальной теплоты сетевой воды или отработавшего пара.

Литература

1. Степанец, А.А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / Под ред. А.Д. Трухня. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 258 с.
2. Агабабов, В.С., Корягин, А.В. Детандер-генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях: Учебн. пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 48 с.
3. Рубинштейн, Я.М., Щепетильников, М.И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
4. Яковлев, Б.В., Качан, С.А., Бабыленко, А.А. Показатели детандергенераторных установок, используемых на ТЭС // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 1. – С. 24–26.

УДК 621.438

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Богданович М.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КАЧАН С.А.

Основу белорусской энергосистемы составляют тепловые электростанции, на которых работают паротурбинные установки различного типа, мощности и экономичности. Более половины установленных мощностей составляют теплофикационные агрегаты.

В последнее десятилетие в большой энергетике Беларуси начали применять парогазовые технологии. Первой была ПГУ утилизационного типа на Оршанской ТЭЦ, затем реконструкция Березовской ГРЭС с реализацией схемы «сбросной» ПГУ. В настоящее время производится реконструкция Минской ТЭЦ-3 с установкой утилизационной ПГУ, продолжается реконструкция Березовской ГРЭС, планируется реконструкция некоторых других ТЭС с применением газотурбинных установок.

Хотя опыт освоения парогазовых технологий в Беларуси не вполне удачен, в условиях преимущественного использования газового топлива именно такие установки

обеспечивают наибольшую эффективность топливоиспользования при сравнительно меньших капитальных вложениях и более высоких экологических характеристиках.

Известны преимущества теплофикационных газотурбинных и парогазовых установок перед паротурбинными [1–4].

Сравним эффективность работы теплофикационных установок различного типа по величине **удельной выработки электроэнергии** на тепловом потреблении W , показывающей соотношение отпуска электроэнергии и теплоты [5].

Как известно, для традиционных **паротурбинных установок** в зависимости от параметров цикла имеем $W_{\text{ПТ}}$

– для производственных отборов:

$$W_{\text{ПТ}}^{\text{п}} \approx 0,17 - 0,26;$$

– для отопительных отборов:

$$W_{\text{ПТ}}^{\text{т}} \approx 0,38 - 0,56.$$

Для **утилизационной ГТУ**, теплота сбросных газов которой используется для подогрева сетевой воды:

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{Q_{\text{ГТУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\frac{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}} - N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{эм}}} \eta_{\text{ку}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\left(1 - \frac{\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{\eta_{\text{эм}}}\right) \eta_{\text{ку}}},$$

где $N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – электрическая мощность ГТУ;

$Q_{\text{ГТУ}}$ – отпуск теплоты от ГТУ за счет нагрева сетевой воды уходящими газами;

$Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}}$ – расход топлива в тепловых единицах в камеру сгорания ГТУ;

$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – электрический КПД ГТУ

$$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{Q_{\text{ГТУ}}^{\text{кв}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}}{B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}};$$

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

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплотворная способность топлива (низшая теплота сгорания);

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

$\eta_{\text{ку}}$ – КПД утилизационного контура, показывающий долю полезно использованной сбросной теплоты от общей теплоты газов после ГТУ, (определяется аналогично КПД котла-утилизатора).

Примем $\eta_{\text{эм}} = 0,98$, тогда получим

– при $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = 0,33$ и $\eta_{\text{ку}} = 0,75$

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{0,33}{\left(1 - \frac{0,33}{0,98}\right) 0,75} \approx 0,66;$$

– при $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} = 0,37$ и $\eta_{\text{ку}} = 0,85$

$$W_{\text{ГТУ}} = \frac{0,37}{\left(1 - \frac{0,37}{0,98}\right) 0,85} \approx 0,70.$$

Это на 25–50 % выше величины удельной выработки для паротурбинных установок $W_{\text{ПТ}}$.

Для теплофикационной **утилизационной ПГУ** с противоавленческой паровой турбиной и отпуском теплоты только из ее отборов

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ПГУ}}^3}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТУ}}^3}{Q_{\text{ПГУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3 + W_{\text{ПТ}} Q_{\text{отб}}}{Q_{\text{отб}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} + W_{\text{ПТ}},$$

где $N_{\text{ПГУ}}^3$, $N_{\text{ПТУ}}^3$, $N_{\text{ГТУ}}^3$ – электрическая мощность ПГУ и паротурбинной и газотурбинной установок в составе ПГУ соответственно;

$Q_{\text{ПГУ}} = Q_{\text{отб}}$ – отпуск теплоты от ПГУ, равный отпуску теплоты из отборов паровой турбины;

$W_{\text{ПТ}}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении паротурбинной установки в составе ПГУ.

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

$$Q_0 = \frac{N_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + Q_{\text{отб}},$$

а из баланса утилизационного контура определяется как

$$Q_0 = \left(\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}},$$

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

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

С учетом этого можно показать, что

$$\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} = \frac{\frac{W_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{1}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}}},$$

соответственно

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{\frac{W_{\text{ПТ}}}{\eta_{\text{ЭМ}}} + 1}{\left(\frac{1}{\eta_{\text{ГТУ}}^3} - \frac{1}{\eta_{\text{ЭМ}}} \right) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТП}}} + W_{\text{ПТ}}.$$

Приближенно полученные формулы можно применять при работе ПГУ по теплового графику с минимальным пропуском пара в конденсатор.

Рассчитаем величину удельной выработки на тепловом потреблении для теплофикационной ПГУ, приняв $W_{\text{ПТ}} = 0,3$, $\eta_{\text{ГТУ}}^3 = 0,33$, $\eta_{\text{КУ}} = 0,80$, $\eta_{\text{ТП}} = 0,98$.

$$W_{\text{ПГУ}} = \frac{\frac{0,3}{0,98} + 1}{\left(\frac{1}{0,33} - \frac{1}{0,98} \right) \cdot 0,80 \cdot 0,98} + 0,3 = 0,83 + 0,3 = 1,13.$$

Это в два и даже более раз выше, чем для традиционных паротурбинных установок $W_{\text{ПТ}}$.

Более полным критерием, который может быть использован для сравнения теплофикационных установок, представляется коэффициент относительной экономии топлива в энергосистеме против схемы замещения, определяемый как

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ТЭЦ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ТЭЦ}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{N_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{кот}}}{B_{\text{ТЭЦ}}} - 1,$$

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

$B_{\text{зам}}$ – 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.

В расчетах можно принимать $b_{\text{зам}} \approx 320$ г у.т./кВт·ч = 320 кг у.т./МВт·ч, т. е. как для блоков Лукомльской ГРЭС, и $b_{\text{кот}} \approx 40$ кг у.т./ГДж = 0,04 кг у.т./МДж.

Для чисто теплофикационного режима работы *паротурбинной ТЭЦ* относительная экономия топлива в энергосистеме определится формулой

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ПТУ}} = \frac{\Delta B_{\text{ЭК}}}{B_{\text{ПТУ}}} = \frac{W_{\text{ПТ}} (b_{\text{зам}} - b_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}})}{W_{\text{ПТ}} b_{\text{тф}}^{\text{ТЭЦ}} + b_{\text{кот}}},$$

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

Здесь принято, что удельный расход топлива на производство теплоты на ТЭЦ и в котельной совпадают и равны $b_{\text{кот}}$.

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 *утилизационной ГТУ* можно показать, что

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ГТУ}}}{B_{\text{ГТУ}}} = \frac{N_{\text{ГТУ}}^2 b_{\text{зам}} + Q_{\text{ГТУ}} b_{\text{кот}}}{N_{\text{ГТУ}}^2 b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{b_{\text{зам}} + \frac{b_{\text{кот}}}{W_{\text{ГТУ}}}}{b_{\text{ГТУ}}} - 1,$$

где $b_{\text{ГТУ}} = \frac{123}{\eta_{\text{ГТУ}}^2}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ГТУ.

При $\eta_{\text{ГТУ}}^2 = 0,33$ $b_{\text{ГТУ}} \approx 373$ кг у.т./МВт·ч, а при $\eta_{\text{ГТУ}}^2 = 0,37$ $b_{\text{ГТУ}} \approx 333$ кг у.т./МВт·ч.

Как показывают расчеты, при применении современных высокотемпературных ГТУ системная экономия топлива превышает значение этого показателя для паротурбинных установок

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{320 + \frac{142}{0,66}}{373} - 1 = 0,44;$$

$$\Delta \bar{B}_{\text{ЭК}}^{\text{ГТУ}} = \frac{320 + \frac{142}{0,70}}{333} - 1 = 0,57.$$

Для **утилизационной ПГУ** с противодавленческой паровой турбиной (или при работе паровой турбины по тепловому графику) можно показать, что

$$\Delta B_{\text{эк}}^{\text{-ПГУ}} = \frac{B_{\text{зам}} - B_{\text{ПГУ}}}{B_{\text{ПГУ}}} = \frac{(N_{\text{ГТУ}}^3 + N_{\text{ПТ}}^3)b_{\text{зам}} + Q_{\text{отб}}b_{\text{кот}}}{N_{\text{ГТУ}}^3 b_{\text{ГТУ}}} - 1 = \frac{W_{\text{ПГУ}}b_{\text{зам}} + b_{\text{кот}}}{\frac{N_{\text{ГТУ}}^3}{Q_{\text{отб}}} b_{\text{ГТУ}}} - 1.$$

При $\eta_{\text{ГТУ}}^3 = 0,33$ получим

$$\Delta B_{\text{эк}}^{\text{-ПГУ}} = \frac{1,13 \cdot 320 + 142}{0,83 \cdot 373} - 1 = 0,62,$$

что существенно превышает экономию топлива, обеспечиваемую паротурбинными установками.

В соответствии с приведенным анализом, в условиях Беларуси с целью экономии топливных ресурсов внедрение теплофикационных утилизационных парогазовых и газотурбинных установок является целесообразным и своевременным.

Литература

1. Парогазовые установки – путь к повышению экономической эффективности и экологической чистоты теплоэнергетики // Теплоэнергетика. – 1990. – № 3. – С. 2–8.
2. Перспективы применения газовых турбин в энергетике // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–8.
3. Горбачинский, С.И., Цанев, С.В., Клевцов, А.В. К методике расчета энергетических показателей ПГУ с утилизационными паровыми котлами // Электрические станции. – 1994. – № 6. – С. 49–52.
4. Читашвили, Г.П. Сравнительный анализ эффективности паротурбинных и газотурбинных ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 58–61.
5. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987.