

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ И АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ НА ТЭС

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., асп. КОПКО М. В., инж. ГУРИН Д. И.

*Белорусский национальный технический университет,
Лукомльская ГРЭС*

Применение турбодетандерных агрегатов (ТДА) на крупных ТЭС, использующих в качестве топлива природный газ, может обеспечить существенную экономию топлива в энергосистемах.

В ходе установки ТДА их технологическая схема оказывается взаимосвязанной с технологической схемой станции, что накладывает свои особенности на расчет показателей работы ТДА. При расчете экономических показателей ТДА могут применяться различные методики.

Оценка экономической эффективности ввода ТДА на ТЭЦ-21 «Мосэнерго» определялась через относительное изменение КПД ТЭЦ [1] или изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ [2].

Недостаток таких методик заключается в существенной зависимости результатов расчетов от исходного режима работы и нагрузки ТЭС, что не позволяет однозначно определить эффективность ТДА при различных условиях работы ТЭС.

Кроме того, при использовании указанных методик сложно выделить показатели самих ТДА (удельного расхода топлива $b_3^{\text{отп}}$ на отпуск электроэнергии от ТДА), что необходимо для достоверного определения технико-экономической эффективности применения таких установок на конкретных ТЭС.

С учетом сказанного более удобной является методика, примененная нами при нормировании показателей работы ТДА Лукомльской ГРЭС. В этом случае все изменения технологических потоков теплоты в тепловой схеме ТЭС, связанные с установкой ТДА, относятся на отпуск электроэнергии от ТДА. В результате выделяются показатели непосредственно ТДА и появляются возможности для адекватного и более строгого расчета технико-экономической эффективности и срока окупаемости капитальных вложений в турбодетандерные установки. Кроме того, в этом случае можно в максимальной степени использовать действующие методики расчета и анализа показателей топливоиспользования на ТЭС [3].

По аналогии с этой методикой удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии в ТДА можно найти как

$$q_{\text{т}}^{\text{бр}} = (Q_{\text{п}}^{\text{г}} \xi_{\text{п}} + Q_{\text{к}}^{\text{г}}) / \mathcal{E}_{\text{выр}}, \quad (1)$$

где $Q_{п}^r$ – расход теплоты на подогрев газа перед ТДА; $\xi_{п}$ – средний коэффициент ценности теплоты тех отборов турбин ТЭС, которые используются для подогрева газа перед ТДА; $Q_{к}^r$ – расход теплоты для подогрева топливного газа в котлах ТЭС на величину его «захолаживания» после ТДА; $\mathcal{E}_{выр}$ – выработка электроэнергии в ТДА.

Очевидно, что за отчетный период длительностью τ

$$\mathcal{E}_{выр} = \tau N_{ср}, \quad (2)$$

где $N_{ср}$ – средняя за отчетный период мощность ТДА на клеммах электрического генератора.

Обычно для подогрева газа перед ТДА на ТЭС используется сетевая вода, отбираемая после сетевых подогревателей (СП) турбин и в случае необходимости дополнительно подогреваемая в специальном подогревателе воды (ПВ). Поэтому в общем случае

$$\xi_{п} = (1 - \gamma_{доп})\xi_{сп} + \gamma_{доп}\xi_{доп}, \quad (3)$$

где $\gamma_{доп}$ – доля расхода теплоты на подогрев газа за счет дополнительного подогрева сетевой воды в ПВ, найденная с учетом потерь теплоты на наружное охлаждение ПВ; $\xi_{сп}$, $\xi_{доп}$ – коэффициенты ценности теплоты (КЦТ) отборов турбин на подогрев воды в СП и дополнительном ПВ.

Величина $Q_{п}^r$ может определяться как по газовой, так и водяной стороне с учетом коэффициента потерь теплоты на наружное охлаждение подогревателя газа (ПГ) перед ТДА, значение которого можно принять, равным $\eta_{охл} \approx 0,98$.

В соответствии с [3] удельный расход теплоты нетто на ТДА можно найти как

$$q_{т}^H = q_{т}^{бр}[(100 + \bar{q}_{сн})/(100 - \bar{\mathcal{E}}_{сн})], \quad (4)$$

где $\bar{q}_{сн}$, $\bar{\mathcal{E}}_{сн}$ – расход теплоты и электроэнергии на собственные нужды ТДА, %.

Величина $\bar{\mathcal{E}}_{сн}$ определяется мощностью механизмов собственных нужд ТДА. Приблизительно можно принять $\bar{\mathcal{E}}_{сн} \approx 3\%$.

Расход теплоты на собственные нужды ТДА должен учитывать ее расход на отопление и вентиляцию здания ТДА. Сюда отнесем также потери теплоты трубопроводами подвода и отвода сетевой воды к ТДА.

Строго величину $\bar{q}_{сн}$ можно найти по результатам рабочего проектирования технологической схемы и здания ТДА. Предварительно по опыту Лукомльской ГРЭС примем $\bar{q}_{сн} \approx 2\%$.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТДА находится как

$$b_3^{\text{отп}} = q_{\text{т}}^{\text{н}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{ка}} \eta_{\text{тп}}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплотворная способность используемого на ТЭС (или условного) топлива.

Так как установка ТДА не будет изменять потери теплоты в паропроводах блоков ТЭС, определяемых КПД теплового потока $\eta_{\text{тп}}$, в (5) можно принять $\eta_{\text{тп}} = 1$.

Установка ТДА приведет к незначительному изменению паропроизводительности котлов ТЭС и не может привести к осязаемому изменению расхода электроэнергии на их собственные нужды. Поэтому в (5) допустимо подставлять КПД брутто котлов ТЭС, т. е. принимать $\eta_{\text{ка}} = 0,92 \dots 0,93$.

Для конкретных условий Лукомльской ГРЭС расчеты дают значение $b_3^{\text{отп}} \approx 65 \dots 70$ т у. т./ (кВт·ч).

Суммарный расход топлива на ТДА за отчетный период будет равен

$$V_{\text{ТДА}} = \Xi_{\text{выр}} (1 - \bar{\Xi}/100) b_3^{\text{отп}} = \Xi_{\text{отп}} b_3^{\text{отп}}. \quad (6)$$

Получаемые в расчете значения расхода топлива $V_{\text{ТДА}}$ и отпуска электроэнергии от ТДА $\Xi_{\text{отп}}$ с учетом необходимых капитальных вложений на реализацию проекта позволяют однозначно определить его технико-экономическую эффективность и срок окупаемости (возврата) капитальных вложений.

Основной величиной при расчете показателей ТДА является удельный расход теплоты брутто $q_{\text{т}}^{\text{бр}}$ на выработку электроэнергии.

Как видно из (1), главное условие повышения эффективности использования ТДА на ТЭС – это обеспечение ее номинальной (располагаемой) мощности при минимальном значении коэффициентов ценности теплоты отборов турбин, используемых для подогрева газа, и минимальной величине $Q_{\text{к}}^{\text{г}}$. Очевидно, если обеспечить значение температуры газов после ТДА $t_{2\text{г}}$ выше величины $t_{0\text{г}}$ ее на входе в установку (перед газораспределительным пунктом (ГРП) станции), то величина $Q_{\text{к}}^{\text{г}}$ станет отрицательной, что обеспечит дополнительное снижение удельного расхода теплоты (топлива) на отпуск электроэнергии от ТДА.

Для подогрева газа перед ТДА в случае их установки на ТЭС предпочтительным является использование в качестве теплоносителя сетевой воды (или воды из специально выделенного контура). При этом можно обеспечить меньшее значение $\xi_{\text{п}}$ как за счет практического исключения потерь на дросселирование греющего пара, так и возможности реализации схемы со ступенчатым подогревом воды.

Значение ξ для различных отборов конкретных турбоустановок можно найти по данным [4]. Например, для турбины К-300-240 ЛМЗ данные по значениям ξ для отборов пара низкого давления (нумерация отборов принята от отбора с наименьшим давлением) приведены в табл. 1. Отметим,

что значения ξ мало зависят от нагрузки турбины [4] и могут приниматься как для номинального режима ее работы.

Таблица 1

Данные по параметрам отборов пара низкого давления для турбины К-300-240 ЛМЗ

Номер отбора	1	2	3	4	5
Температура насыщения пара в отборе $t_n, ^\circ\text{C}$	55	97	123	151	182
КЦТ отбора	0,136	0,297	0,438	0,54	0,637

Зависимость ξ от температуры насыщения пара в отборах по данным табл. 1 приблизительно описывается полиномом второй степени

$$\xi = -0,143 + 0,0052t_n - 0,51 \cdot 10^{-5}t_n^2. \quad (7)$$

Расчеты по (7) показали, что в случае турбины К-300-240 изменение t_n в отборе на 1°C приводит к изменению величины ξ приблизительно на 1,6 % (по отношению к значению ξ при $t_n = 100^\circ\text{C}$), т. е. является значительным.

В реальных условиях при использовании пара различных отборов турбины величина ξ будет изменяться скачкообразно. В случае применения ступенчатого подогрева сетевой воды должно рассматриваться средневзвешенное по расходам пара используемых отборов значение ξ . Приблизительно значение ξ найдется по зависимости $\xi = f(t_n)$, исходя из средней температуры нагрева воды в подогревателях.

С учетом необходимости снижения ξ используемых отборов турбины в качестве исходного режима работы ТДА следует рассматривать режим с такой температурой газов на входе в газовую турбину $t_{1г}$, при которой обеспечивается ее располагаемая мощность (без дросселирования газа на входе) при максимально допустимой по условиям надежности степени «захолаживания» газа на выходе, т. е. при максимальном значении Q_k^r .

Дальнейшее повышение эффективности ТДА возможно за счет снижения Q_k^r , т. е. увеличения температуры газа на выходе $t_{2г}$. Это может производиться: за счет повышения температуры газа на входе в газовую турбину $t_{1г}$; путем подогрева газа после ТДА в специальном теплообменнике водой после основной ступени подогрева газа перед ТДА.

Очевидно, что в обоих случаях необходимо оптимизировать поверхность (или температурные напоры) в газодяных подогревателях, т. е. задачи выбора температур газов $t_{1г}$, $t_{2г}$ и характеристик газодяных теплообменников являются в общем случае взаимосвязанными.

При работе ТДА с полностью открытым клапаном на входе газа и его заданным начальным давлением его, как известно, расход газа через газовую турбину будет обратно пропорциональным абсолютному значению температуры газа на входе $T_{1г}$ в степени $1/2$ [5]. Одновременно, используя известную термодинамическую зависимость для политропы расширения,

можно показать, что удельная работа газа в газовой турбине изменяется прямо пропорционально значению $T_{1г}$.

Таким образом, мощность ТДА будет пропорциональна корню квадратному из $T_{1г}$, т. е. имеет слабую зависимость от начальной температуры газа. Например, при увеличении ее от 60 до 80 °С мощность ТДА возрастет только на 3 %.

Поэтому в первую очередь положительное влияние увеличения $T_{1г}$ будет сказываться на эффективности ТДА через уменьшение Q_k^r в (1). Однако возможно потребуется использование отборов турбины с более высоким давлением, т. е. произойдет рост $\xi_{п}$. Кроме того, необходимо считаться с тем, что при увеличении $t_{2г}$ выше температуры наружного воздуха возникнут потери теплоты на неизолированном участке газопровода от ТДА до главного корпуса ТЭС.

По нашим оценкам, величина этих потерь реально (при расстоянии от ТДА до главного корпуса около 500 м) получается значительной и достигает 20...30 % от изменения Q_k^r .

При втором способе снижения Q_k^r в (1) можно избежать повышения КЦТ используемых отборов турбины $\xi_{п}$. Но в этом случае будет происходить значительное снижение мощности ТДА из-за увеличения сопротивления на выходе. При этом уменьшается степень расширения газа в газовой турбине $\Pi_{г}$, а ее относительная (в долях от располагаемой) мощность при постоянном расходе газа снизится до

$$\bar{N}_{ТДА} = [1 - (1/\Pi_{г})^{(k-1)/k}] / [1 - (1/\Pi_{то})^{(k-1)/k}], \quad (8)$$

где $\Pi_{то}$ – степень расширения газа при отсутствии подогрева его после ТДА; k – показатель адиабаты, для многоатомных газов $k = 1,33$.

Для возмещения снижения мощности ТДА $\Delta N_{ТДА}$ потребуется увеличение расхода топлива в энергосистеме на

$$\Delta B = \Delta N_{ТДА} b_{зам}, \quad (9)$$

где $b_{зам}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС.

Проведенный анализ показал, что при использовании обычных кожухотрубных теплообменников с большим гидравлическим сопротивлением подогрев газа после ТДА за счет воды после основного подогревателя газа является малоэффективным. В частности, расчеты, проведенные применительно к ТДА Лукомльской ГРЭС с использованием опытных характеристик подогревателей, установленных после ТДА на байпасе отходящего газопровода, показали, что отрицательный эффект, связанный со снижением мощности ТДА, превышает эффект от увеличения температуры газа и снижения Q_k^r , т. е. использование данных подогревателей является неоп-

равданным. В подобных случаях повышение эффективности ТДА и снижение Q_k^r в (1) целесообразно осуществлять за счет увеличения температуры нагрева газа t_{1r} на входе в газовую турбину.

В то же время расчеты показывают, что при применении специальных теплообменников с малым гидравлическим сопротивлением схема с подогревом газа после ТДА оказывается выгодной, если в альтернативном варианте повышения t_{1r} потребуется увеличение ξ_n в (1). Такие теплообменники с эвольвентным оребрением, имеющие гидравлическое сопротивление при номинальном расходе газа на уровне 10 кПа, разработаны в ИПЭ АН РБ [6] и могут быть рекомендованы для использования в схемах ТДА.

Реализация рассмотренных возможностей повышения эффективности ТДА зависит от особенностей технологической схемы включения их в тепловую схему ТЭС, в частности от давления в отборах турбин, которые могут быть использованы для дополнительного подогрева сетевой воды перед основным подогревателем газа (ОПГ).

На Лукомльской ГРЭС с этой целью нами предложено использовать пиковый бойлер блока № 1.

На Минской ТЭЦ-4 с блоками 250 МВт для дополнительного подогрева сетевой воды, отбираемой из тепловой сети для подогрева газа перед ТДА, предложено использовать пар из выхлопа турбинного привода питательного насоса.

На крупных ТЭЦ с турбинами со ступенчатым подогревом сетевой воды и достаточно большими расходами воды на подпитку тепловой сети, деаэрируемой в атмосферных деаэраторах, эффективным является осуществление подогрева воды перед ОПГ за счет охлаждения подпиточной воды после деаэратора. При этом будет обеспечиваться дополнительный эффект за счет снижения температуры подпиточной воды и соответственного увеличения теплофикационной выработки электроэнергии на базе отопительных отборов турбин.

Дополнительный подогрев сетевой воды перед ОПГ особенно важен в случае работы ТЭС с пониженным температурным графиком отпуска теплоты. В этом случае, по опыту Лукомльской ГРЭС, за счет ограничения температуры t_{1r} в основной части года (при относительно низкой температуре прямой сетевой воды) нельзя обеспечить работу ТДА с располагаемой мощностью даже при максимально допустимом «захолаживании» газа после него.

ВЫВОДЫ

1. Главным условием повышения эффективности применения ТДА на ТЭС является обеспечение работы их с номинальной (располагаемой) мощностью не только без значительного «захолаживания» газа на выходе, но и с некоторым повышением температуры его против температуры газа перед ГРП. Для этого необходимо поддерживать соответствующую температуру подогрева газа t_{1r} перед ТДА.

2. Ввиду отрицательного влияния сопротивления на выходе газовой турбины подогрев газа после ТДА может быть высокоэффективным только при применении специальных теплообменников с малым гидравлическим сопротивлением.

3. В конкретных условиях требуется оптимизация технологической схемы включения ТДА в тепловую схему ТЭС с обеспечением ступенчатого подогрева теплоносителя перед ОПГ и минимально возможного значения коэффициента ценности используемой для подогрева газа теплоты $\xi_{п}$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методика определения термодинамической эффективности включения детандергенераторного агрегата в тепловую схему ТЭЦ / Ю. Л. Гуськов, В. В. Кудрявый, Э. К. Аракелян, В. С. Агабабов // Вестник МЭИ. Сер. Теплоэнергетика: Сводный том. – М.: МЭИ, 1997. – С. 86–89.

2. Степанец А. А. Оценка эффективности влияния детандергенераторных агрегатов на работу ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 1999. – № 12. – С. 28–32.

3. Положение о пересмотре (разработке) энергетических характеристик оборудования и порядок определения нормативных удельных расходов топлива на энергопредприятиях. ПЗ4-70-012-87. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

4. Рубинштейн Я. М., Щепетильников М. И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.

5. Щегляев А. В. Паровые турбины. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.

6. Автоматизированная парогазотурбинная установка для ТЭЦ электрической мощностью 40 МВт: Техническое предложение. – М.; Мн.: НПО «Сатурн», ИПЭ АН РБ, ВНИПИ Компрессормаш, ВГНИПИ Теплоэлектропроект, БелНИПИэнергопром, 1991.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 23.09.2002

УДК 621.165

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГОМЕЛЬСКОЙ ТЭЦ-2 В ЛЕТНИЙ И ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОДЫ

Асп. СТРЕЛКОВА О. А.

Концерн «Белэнерго»

Более 50 % всех первичных топливных ресурсов Республики Беларусь используется для производства тепловой и электрической энергии. Поэтому важнейшей задачей энергетики Беларуси в настоящее время является экономия топлива в энергосистеме. Один из путей ее решения – более полное использование экономических преимуществ теплофикации и повышение системной эффективности ТЭЦ. За счет этого можно обеспечить значительную экономию топлива без каких-либо капитальных вложений.