

УДК 662.66.001.5

К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ

© 2023 г. А. В. Клименко¹, В. С. Агабабов², *, С. Н. Петин³¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
“Национальный исследовательский технологический университет “МИСиС”, Москва, Россия²ООО “ПСК Энергомонтаж”, Москва, Россия³Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,
Москва, Россия

*e-mail: spetin@yandex.ru

Поступила в редакцию 18.10.2022 г.

После доработки 24.10.2022 г.

Принята к публикации 31.10.2022 г.

Рассмотрены методические вопросы определения термодинамической эффективности детандер-генераторных агрегатов как отдельных технологических объектов, а также при их использовании на предприятиях различного типа. Показано, что при определении термодинамической эффективности использования ДГА на тепловых электростанциях (ТЭС) требуется применение *системного подхода*, учитывающего влияние ДГА на эффективность работы основного оборудования ТЭС. Приведены зависимости, позволяющие определить влияние ДГА на термодинамическую эффективность электростанций различного типа (КЭС и ТЭЦ) при различных условиях их работы.

Ключевые слова: детандер-генераторный агрегат, термодинамическая эффективность, различные условия эксплуатации

DOI: 10.31857/S0002331023010053, **EDN:** LVTYNH

1. ВВЕДЕНИЕ

Перед использованием природного газа в промышленности или в быту его давление должно быть уменьшено по сравнению с давлением в магистральных газопроводах. Снижение давления газа в существующей газотранспортной системе осуществляется обычно в двух ступенях: на газораспределительных станциях (ГРС) от давления в магистральном трубопроводе до, как правило, 1.5 МПа, и на газорегуляторных пунктах (ГРП) от давления, поступившего после ГРС газа, до давления необходимого потребителю (обычно 0.15–0.3 МПа). В настоящее время давление газа на ГРС и ГРП чаще всего снижается дросселированием. Вместе с тем все большее распространение получают детандер-генераторные агрегаты (ДГА). Их несомненным преимуществом является тот факт, что в них помимо достижения основной цели понижения давления газа удастся получить дополнительную полезную энергию: энергия потока транспортируемого газа (без его сжигания в ДГА) преобразуется сначала в механическую в детандере, а затем в электрическую в генераторе (возможно также производство и других видов энергии).

Следует подчеркнуть, что использование ДГА в газораспределительных сетях в “чистом виде” невозможно, так как расширение газа в детандере сопровождается замет-

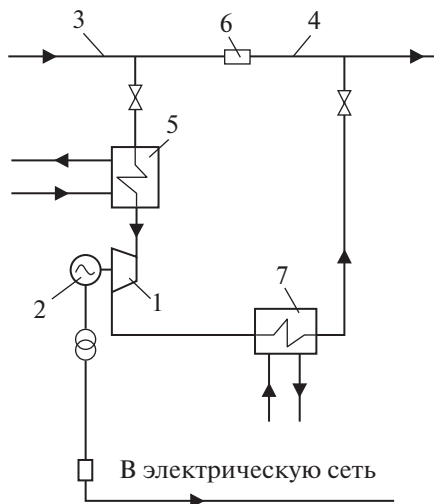


Рис. 1. Принципиальная схема включения детандер-генераторного агрегата с подогревом газа до и после детандера: 1 – турбодетандер; 2 – электрогенератор; 3 и 4 – трубопроводы высокого и низкого давления соответственно; 5 – теплообменник подогрева газа перед детандером; 6 – дросселирующее устройство; 7 – теплообменник подогрева газа после детандера.

ным уменьшением его температуры значительно превышающем падение температуры при дросселировании. Это может привести к конденсации тяжелых фракций газа и влаги, содержащихся в нем, с образованием гидратов, что недопустимо по условиям эксплуатации газового оборудования. Поэтому необходим подогрев газа. Для этого в схеме подключения ДГА в обязательном порядке должны предусматриваться теплообменники, которые могут быть установлены до и/или после детандера (рис. 1). Источники теплоты для подогрева газа могут быть различными.

Постановка задачи о термодинамической эффективности ДГА возможна в двух вариантах: в узком и широком.

В узком определяется эффективность отдельного технического устройства, а именно, ДГА. Казалось бы, оценка термодинамической эффективности такого несложного технического устройства не должна вызывать особых трудностей. Однако, как будет показано ниже, все оказывается не так просто.

В широком варианте рассматривается эффективность промышленного предприятия в целом (электростанции, котельной, металлургического комбината и т.п.) после того, как в него встраивается ДГА. Эта постановка, безусловно, сложнее. Она требует учитывать возможное влияние ДГА на работу других элементов энергетического оборудования производства. Как правило, это обстоятельство не принимается во внимание и эффективность установки ДГА оценивается как для отдельного устройства. В результате ответ на вопрос, какой же на самом деле получен эффект для производства в целом, остается открытым. Кроме того, опытные данные различных авторов, приводимые в литературе в таком упрощенном виде, не могут быть использованы для сопоставления с предлагаемыми расчетными соотношениями, а также между собой, из-за отсутствия необходимой информации.

Авторы считают необходимым еще раз вернуться к вопросу о том, как следует правильно оценивать эффективность ДГА и какие ошибки при этом исключить.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДГА КАК ОТДЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

При расширении в детандере химическая энергия газа не меняется. Поэтому энергобаланс для ДГА, схема которого изображена на рис. 1, может быть записан как [1]

$$q = h_2 - h_1 + w_2^2/2 - w_1^2/2 + L_{\text{тех}}. \quad (1)$$

В уравнении (1) q — подведенное к потоку транспортируемого газа тепло; h_1 и h_2 — энтальпии потока перед ДГА и после него соответственно; $w_1^2/2$ и $w_2^2/2$ — кинетические энергии потока перед ДГА и после него соответственно; $L_{\text{тех}}$ — механическая работа, произведенная потоком (в данном случае в детандере ДГА).

Как правило, скорости потока газа w_1 и w_2 равны, что обеспечивается за счет выбора соответствующих диаметров газопроводов перед устройством и после него. Тогда кинетическая энергия потока остается неизменной, и уравнение (1) упрощается

$$q = h_2 - h_1 + L_{\text{тех}}. \quad (2)$$

При подогреве потока газа в теплообменнике 5 перед детандером подведенное к ДГА тепло q затрачивается на увеличение энтальпии потока природного газа с последующим производством этим потоком технической работы $L_{\text{тех}}$ в детандере, либо, при подогреве потока природного газа в теплообменнике 7 после детандера, на увеличение энтальпии потока после ее уменьшения в результате производства механической работы $L_{\text{тех}}$ в детандере. В частном случае, когда в результате подогрева газа обеспечивается равенство энтальпий h_2 и h_1 , оказывается, что все подведенное тепло используется для совершения механической работы.

Когда речь заходит об эффективности преобразования энергии в ДГА, то большинство исследователей [2, 3] определяют его КПД $\eta_{\text{эф}}$ как КПД отдельного агрегата по аналогии с тем, как это делается при преобразовании тепла в механическую работу в циклическом процессе, а именно, через отношение полученной механической работы к подведенному теплу:

$$\eta_{\text{эф}} = L_{\text{тех}}/q. \quad (3)$$

Очевидно, что при определении КПД (3) его значение, в силу соотношения (2), может оказаться как меньше, так и больше (!) единицы. Это наглядно можно показать с помощью h – s –диаграммы (рис. 2), где приведены процессы, происходящие при расширении в ДГА для различных температур подогрева газа до и после детандера. Там же для сравнения показан процесс дросселирования газа (процесс 0–1), который осуществляется при постоянном значении энтальпии [1]. Подчеркнем, что любой из приведенных на рис. 2 термодинамических процессов может быть реально *организован* при эксплуатации ДГА.

Процессы в ДГА могут быть организованы по-разному, что определяется различными вариантами подогрева газа.

Так, процесс 0–6 соответствует подогреву газа в теплообменнике 5 (рис. 1) перед детандером от начальной температуры в точке 0 до температуры в точке 6, а процесс 6–7 — расширению потока газа в детандере от точки 6 до точки 7. Аналогично процессы 0–3 и 0–4 — процессы подогрева газа перед детандером в теплообменнике 5, процессы 3–1 и 4–5 — соответствующие им процессы расширения газа в детандере.

Очевидно, что при расширении в ДГА энтальпия газа *на выходе* из детандера при заданных давлениях потока газа на входе $p_{\text{вх}}$ и выходе $p_{\text{вых}}$ детандера зависит от температуры, до которой подогревается газ в теплообменнике перед детандером. Энтальпия газа на выходе может быть как выше (точка 5), так и ниже (точки 2 и 7) ее значения (точка 0 на рис. 2) на входе в ДГА.

ством для преобразования теплоты в механическую работу, действие которого основано на циклическом процессе [1]. Известные ограничения Второго начала термодинамики на преобразования тепла в механическую работу, а именно, необходимость отвода части подведенного к циклу тепла в окружающую среду на него не распространяются. Именно об этом забывают авторы некоторых работ (например, [2, 3]), ошибочно полагая ДГА тепловой машиной и отказывая ему на этом основании в высокой эффективности.

Разумеется, что в реальной ситуации расширение газа в детандере из-за неизбежных потерь тепла на трение и пр. происходит не при постоянной энтропии s , и КПД ДГА в рассматриваемом случае оказывается меньше единицы. Это необходимо учитывать при построении процессов в $h-s$ -диаграмме.

При подогреве газа перед детандером до температуры, при которой энтальпия потока газа на выходе из детандера превышает энтальпию потока газа на входе в теплообменник перед детандером (процесс 0–4–5 на рис. 2), без учета возможности дальнейшего полезного использования энергии потока после детандера, эффективный КПД ДГА при определении его в соответствии с уравнением (3) принимает значения меньше единицы. Подведенное в теплообменнике 5 (рис. 2) тепло и механическая работа расширения газа в детандере 1 определяются разностями энтальпий $(h_4 - h_0)$ и $(h_4 - h_5)$ соответственно. Очевидно, что $(h_4 - h_5) < (h_4 - h_0)$. В этом случае КПД ДГА,

равный отношению $\eta_{\text{эф}} = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_0}$, будет тем меньше единицы, чем больше при прочих

постоянных заданных условиях будет температура подогрева потока газа перед детандером. Однако, следует заметить, такое построение процесса в ДГА позволяет повысить электрическую мощность ДГА, что также немаловажно.

Ограниченность использования определения КПД ДГА в виде (3) демонстрирует случай с незначительным подводом тепла или вообще его отсутствием, когда значение КПД может неограниченно превышать единицу. Так, если рассмотреть процесс 0–6–7, когда энтальпия потока газа после детандера (точка 7) меньше, чем на входе в него, то полученная работа $(h_6 - h_7)$ оказывается больше подведенного тепла $(h_6 - h_0)$ и $\eta_{\text{эф}} > 1$. Более того при отсутствии подвода тепла при расширении газа в процессе 0–6 $\eta_{\text{эф}}$ становится бесконечно большим. Это лишь означает, что определение эффективности ДГА посредством отношения (3), строго говоря, возможно лишь в случае такого подогрева газа, который обеспечивает равенство энтальпий газа до и после ДГА.

3. ЭФФЕКТ ОТ УСТАНОВКИ ДГА НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Как уже отмечалось, установка ДГА на промышленном предприятии может влиять на режимы работы энергетического оборудования предприятия. Если такого влияния не наблюдается, что является характерным для предприятий, не генерирующих электроэнергию, то оценка эффекта от установки ДГА не представляет особых трудностей. Эффект состоит в уменьшении потребления электроэнергии, получаемой извне от сторонних источников. В этом случае важное значение имеет выбор источника подогрева газа перед детандером ДГА. При реально существующих (например, на ГРП промышленных предприятий) давлениях транспортируемого газа на входе 0.8–1.2 МПа и на выходе 0.3–0.15 МПа для обеспечения установленных условий эксплуатации газопроводов требуется подогрев транспортируемого газа перед детандером на 60–120°C. В качестве источников тепла для подогрева газа могут быть использованы высокопотенциальные источники энергии, такие как автономные, специально для этой цели предназначенные котлы, тепловые потоки технологических установок. Однако очевидно, что наибольшая эффективность ДГА достигается при использовании для

подогрева транспортируемого газа вторичных энергетических ресурсов, имеющихся на предприятии (тепло потоков сжатого газа, уходящие дымовые газы и прочие).

Более сложным оказывается случай, когда установка ДГА влияет на режимы работы энергетического оборудования предприятия. Наиболее ярко это проявляется при использовании ДГА на предприятиях, на которых генерируется электроэнергия – тепловых электростанциях (ТЭС) [4]. Например, при условии поддержания постоянной электрической мощности электростанции после включения ДГА требуется уменьшение электрической мощности основного оборудования, что может привести к изменению (обычно, уменьшению) эффективности его работы. Это требует применения при определении термодинамической эффективности так называемого *системного подхода*, учитывающего изменение эффективности работы основного оборудования ТЭС при включении в ее схему ДГА. Проведенные ранее исследования показали, что оценка системного эффекта отличается для КЭС и для ТЭЦ.

3.1. Эффект от установки ДГА на КЭС

В работе [4] были рассмотрены несколько возможных условий эксплуатации ДГА, работающих в составе турбоагрегатов конденсационного типа.

К ним относились:

1. Подогрев газа за счет высокопотенциальной энергии, связанной с пароводяным циклом КЭС:

1.1. при постоянном расходе пара на турбину при различных условиях: турбина без промежуточного и с промежуточным перегревом пара при включении ДГА в отбор после и до промежуточного перегрева пара;

1.2. при постоянной электрической мощности, вырабатываемой энергоблоком.

2. Подогрев газа за счет автономных, не связанных с пароводяным циклом КЭС источников высокопотенциальной энергии:

2.1. специально для этого предназначенных котлов;

2.2. источников, связанных с трактом уходящих дымовых газов энергетических котлов;

2.3. вторичных энергетических ресурсов высокого потенциала промышленного предприятия.

Часть публикаций, связанных с влиянием ДГА на работу КЭС (например, [5, 6]), была посвящена определению возможных изменений мощности электростанции. В них получены формулы, позволяющие определить прирост мощности конденсационных агрегатов при неизменном расходе пара на турбину при подогреве газа в ДГА паром из проточной части турбины, взятом как до промежуточного перегрева, так и после него.

При оценке влияния ДГА на эффективность работы электростанций и энергосистем с турбоагрегатами конденсационного типа в качестве критерия эффективности в работе [4] было предложено и использовано уменьшение удельного расхода топлива Δb на производство электроэнергии для всей электростанции (или одного энергоблока) после включения ДГА

$$\Delta b = b_0 - b_1, \quad (4)$$

где b_0 и b_1 определяются из выражений

$$b_0 = \frac{B_0}{N_{\text{Э}0}}; \quad b_1 = \frac{B_1}{N_{\text{Э}1}}. \quad (5)$$

В выражениях (4) и (5) b – удельный расход топлива на производство электроэнергии; B – расход топлива; $N_{\text{Э}}$ – электрическая мощность станции; индексы 0 и 1 относятся к случаям до и после включения ДГА соответственно.

В результате были получены аналитические зависимости для определения влияния ДГА на изменение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии при подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии как связанной, так и не связанной с его пароводяным циклом, и проведен анализ полученных зависимостей. Зависимости приведены в табл. 1 и 2.

Необходимо отметить, что при выводе формул, представленных в табл. 1 и 2, было принято условие равенства энтальпии газа на входе и выходе детандера. Этому условию отвечает процесс 0–3–1 на рис. 2.

Выбор в качестве критерия определения эффективности использования ДГА на электростанции именно *изменения (уменьшения)* удельного расхода топлива Δb на производство электроэнергии для всей электростанции (или одного энергоблока) после включения ДГА позволяет наиболее наглядно и обоснованно рассматривать полученный результат расчетов для каких-то определенных условий и режимов работы основного оборудования электростанции, системы подогрева газа в ДГА, параметров поступающего на газораспределительную станцию газа.

Обозначения, принятые в формулах таблиц 1 и 2

b_D — удельный расход топлива на выработку электроэнергии при постоянном расходе пара на турбины, кг/кВт ч; b_N — удельный расход топлива на выработку электроэнергии при постоянной мощности энергоблока, кг/кВт ч; B — расход топлива, кг/с; $D_{СП}$ — расход пара в голову турбины, кг/с; $h_{ГПП}$ — энтальпия пара в “горячей нитке” промежуточного перегрева, кДж/кг; $h_{ХПП}$ — энтальпия пара в “холодной нитке” промежуточного перегрева, кДж/кг; $h_{ГТД1}$ — энтальпии газа на входе в детандер, кДж/кг; $h_{ГТД2}$ — энтальпия газа на выходе из детандера, кДж/кг; $h_{ПВ}$ — энтальпия питательной воды на входе в котел, кДж/кг; $h_{СП}$ — энтальпия пара на входе в турбину, кДж/кг; $N_{ТД}$ — электрическая мощность турбодетандера, кВт; $h_{Г1}$ — энтальпия газа на входе в теплообменник подогрева газа, кДж/кг; $h_{Г2}$ — энтальпия газа на выходе из теплообменника подогрева газа, кДж/кг; $\eta_{КА}$ — КПД котла; $D_{ПП}$ — расход пара на промперегрев, кг/с; $N_{БЛ}$ — электрическая мощность энергоблока, кВт; Q_p^H — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $\eta_{ТР}$ — КПД транспорта тепла; G_T — расход газа на ДГА, кг/с; $\eta_{МГ}$ — механический КПД и КПД генератора паротурбинной установки; $\eta_{МГДГА}$ — коэффициент, учитывающий механические потери при работе ДГА; $h_{ОТБ}$ — энтальпия пара, отбираемого для подогрева газа, кДж/кг; h_K — энтальпия пара в конденсаторе, кДж/кг; $h_{КОТБ}$ — энтальпия конденсата отборного пара турбины, кДж/кг; $\eta_{ПДГА}$ — коэффициент, учитывающий потери тепла в теплообменнике подогрева газа и в его подводящих трубопроводах; $h_{ГВХ}$ — энтальпия газа на входе в теплообменник подогрева газа, кДж/кг.

Обозначения, принятые в формулах таблицы 2

b — удельный расход топлива на выработку электроэнергии при подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, не связанной с пароводяным циклом конденсационного энергоблока, кг/кВт ч; $N_{ДГА}$ — электрическая мощность ДГА, кВт; $N_Э$ — электрическая мощность конденсационного энергоблока, кВт; G_B — расход воздуха в котле, кг/с; h_{B0} — энтальпия воздуха на входе в котел до включения ДГА, кДж/кг; h_{B1} — энтальпия воздуха на входе в котел после включения ДГА, кДж/кг.

Еще одним примером последовательного подхода, учитывающего влияние установки ДГА на работу основного оборудования электростанции, являются работы [5, 6]. В отличие от работы [4], здесь в качестве критерия эффективности использовалось изменение КПД по выработке электроэнергии. В [6] приведена формула для определения изменения КПД паротурбинной установки конденсационного типа, работающей

Таблица 1. Зависимости для определения влияния ДГА на тепловую экономичность работы конденсационного энергоблока при подогреве газа за счет высокотемпературной энергии, связанной с его пароводяным циклом

	При <i>постоянном расходе пара</i> на турбину конденсационного энергоблока	При <i>постоянной электрической мощности</i>, вырабатываемой конденсационным энергоблоком
	$\Delta b_D = \frac{b_{D0} \Delta N_{БЛ}}{N_{БЛ} + \Delta N_{БЛ}} + \frac{1}{(N_{БЛ} + \Delta N_{БЛ}) Q_R^H} \times$ $\times \left\{ D_{СП} \left[\frac{(h_{СП} - h_{ПВ1})}{\eta_{КА1} \eta_{ТР1}} - \frac{(h_{СП} - h_{ПВ0})}{\eta_{КА0} \eta_{ТР0}} \right] + \left[\frac{D_{ПП1}(h_{ТПП1} - h_{ХПП1})}{\eta_{КА1} \eta_{ТР1}} - \frac{D_{ПП0}(h_{ТПП0} - h_{ХПП0})}{\eta_{КА0} \eta_{ТР0}} \right] + G_T (h_{ТД1} - h_{ТД2}) \right\}$	$\Delta b_N = \frac{\Delta B}{N_{БЛ0}}, \text{ где}$ $\Delta B = \frac{1}{Q_R^H} \left\{ \left[\frac{D_{СП}(h_{СП} - h_{ПВ0})}{\eta_{КА0} \eta_{ТР0}} - \frac{D_{СП}(h_{СП} - h_{ПВ1})}{\eta_{КА1} \eta_{ТР1}} \right] + \left[\frac{D_{ПП0}(h_{ТПП0} - h_{ХПП0})}{\eta_{КА0} \eta_{ТР0}} - \frac{D_{ПП1}(h_{ТПП1} - h_{ХПП1})}{\eta_{КА1} \eta_{ТР1}} \right] + G_T (h_{ТВХ} - h_{ТД2}) \right\}$
Формула для определения $\Delta N_{БЛ}$ для турбин без промежуточного перегрева пара и турбин с промежуточным перегревом пара при включении ДГА в отбор после промежуточного перегрева пара	$\Delta N_{БЛ} = G_T [(h_{Т2} - h_{ТД2}) \eta_{МГДГА} - \frac{(h_{Т2} - h_{Т1})(h_{ОТБ} - h_K) \eta_{МГ}}{(h_{ОТБ} - h_{КОТБ}) \eta_{ТДГА}}]$	
Формула для определения $\Delta N_{БЛ}$ для турбин с промежуточным перегревом пара при включении ДГА в отбор до промежуточного перегрева пара	$\Delta N_{БЛ} = G_T [(h_{Т2} - h_{ТД2}) \eta_{МГДГА} - \frac{(h_{Т2} - h_{Т1})(h_{ОТБ} - h_K) + (h_{ТПП} - h_{ХПП}) \eta_{МГ}}{(h_{ОТБ} - h_{КОТБ}) \eta_{ТДГА}}]$	

Таблица 2. Зависимости для определения влияния ДГА на тепловую экономичность работы конденсационного энергоблока при подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, не связанной с его пароводяным циклом

При подогреве газа за счет вторичных энергетических ресурсов высокого потенциала промпредприятий	При подогреве газа в специально для этого предназначенных котлах на КЭС	При подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, связанной с трактом уходящих дымовых газов энергетических котлов КЭС
$\Delta b = b_0 \frac{N_{\text{ДГА}}}{N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}}} - \frac{G_{\text{T}}(h_{\text{T1}} - h_{\text{TД2}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})}$	$\Delta b = b_0 \frac{N_{\text{ДГА}}}{N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}}} - \frac{G_{\text{T}}(h_{\text{T1}} - h_{\text{TД2}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})} - \frac{G_{\text{T}}(h_{\text{T2}} - h_{\text{T1}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})\eta_{\text{КА}}\eta_{\text{ПДГА}}}$	$\Delta b = b_0 \frac{N_{\text{ДГА}}}{N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}}} - \frac{G_{\text{T}}(h_{\text{T1}} - h_{\text{TД2}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})} - \frac{G_{\text{B}}(h_{\text{B0}} - h_{\text{B1}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})}$
		<i>Подогреватель газа включается параллельно регенеративному воздухоподогревателю либо перед ним</i>
	Подогреватель газа включается после регенеративного воздухоподогревателя (РВП)	
		$\Delta b = b_0 \frac{N_{\text{ДГА}}}{N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}}} - \frac{G_{\text{T}}(h_{\text{T1}} - h_{\text{TД2}})}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}(N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}})}$

совместно с включенным в ее схему ДГА, при подогреве газа в теплообменнике перед детандером паром отбора турбины

$$\delta\eta = (N_{\text{дет}} - \Delta N_T) / N_T = [(N_{\text{дет}} - \Delta N_T)] \left[B (\eta_{\text{пту}} Q_i^d) \right]. \quad (6)$$

Здесь $N_{\text{дет}}$ — электрическая мощность, вырабатываемая детандером; ΔN_T — потеря мощности ПТУ при отборе части пара из проточной части для подогрева газа; N_T — мощность ПТУ; B — расход топлива; $\eta_{\text{пту}}$ — КПД паротурбинной установки (без ДГА); Q_i^d — низшая теплота сгорания топлива.

Сопоставление результатов расчетов изменения эффективности работы электростанции при использовании ДГА по формуле (6) с результатами расчетов по формулам, приведенным в табл. 1 и 2, с учетом того, что $\delta\eta$ представляет собой величину обратную Δb , показывает их хорошее совпадение.

К сожалению, далеко не во всех работах, посвященных анализу эффективности применения ДГА реально работающих на электростанциях, используется подход, учитывающий влияние установки ДГА на режимы работы основного оборудования, например, [7–10]. В этих работах, как правило, рассматривается эффективность работы ДГА как отдельно взятой установки, в частности, используется показатель удельного расхода топлива в виде затраченного на подогрев газа тепла в единицах условного топлива для выработки одного кВт ч. По сути это тот же определенный выше КПД (3), отличие в том, что числитель и знаменатель здесь поменяны местами. Понятно, что влияние использования ДГА на показатели работы основного оборудования электростанции не учитывается. Как уже было показано, использование такой характеристики ограничено, она не является полной, по ней невозможно судить, насколько обоснована установка ДГА. Данные по удельному расходу невозможно сопоставить, поскольку непонятно, насколько нагревался газ, какой из процессов, изображенных на рис. 2, был в действительности реализован. Неудивительно, что имеющиеся в литературе данные заметно отличаются друг от друга. Если в [7–10] они близки (64 г у.т./кВт ч и 72 г у.т./кВт ч), то для ДГА, установленного на Гомельской ТЭЦ-2, сообщается о расходе в 130 г у.т./кВт ч [10]. Одной из возможных причин значительного расхождения значений удельных расходов топлива на генерацию электроэнергии на ДГА может быть, в частности, различие давлений и температур газа на входе и выходе ДГА на этих электростанциях. Подчеркнем, что для случаев [7–9] расчет $\eta_{\text{эф}}$ по данным об удельном расходе приводит к значениям КПД ДГА, существенно превышающим единицу.

В [11] показано, что ДГА-технологии могут с успехом использоваться не только для традиционных паротурбинных КЭС, но и для современных парогазовых установок (ПГУ). Так, при установке ДГА в ПГУ сбросного типа мощность ПГУ может быть увеличена на 1.0–1.5%, а удельный расход условного топлива уменьшен, в зависимости от соотношения мощностей паровой и газовой частей установки, на 1–4 г/кВт ч.

3.2. Эффект от установки ДГА на ТЭЦ

Особенности применения ДГА на ТЭЦ по сравнению с конденсационными электростанциями определяются спецификой требований к работе теплоэлектроцентралей.

Как известно, тепловая отопительная нагрузка, наряду с электрической нагрузкой, задаются теплоэлектроцентрали в соответствии с требованиями энергосистемы. При этом от ТЭЦ в первую очередь обычно требуется выполнение задания по отпуску теплоты на отопление и горячее водоснабжение и ее температурному уровню, зависящему от температуры наружного воздуха. Поэтому при решении задачи повышения эффективности работы ТЭЦ за счет включения в ее схему ДГА в качестве основного условия должно быть принято обязательное выполнение диспетчерского задания по тепловой нагрузке ТЭЦ.

Таблица 3. Возможные режимы подогрева газа при работе ДГА на ТЭЦ

Номер режима	График работы ТЭЦ	Расход пара на турбины	Нагрузка ПВК
1	По тепловому графику	Максимальный	Максимальная
2	По тепловому графику	Максимальный	Меньше максимальной
3	По тепловому графику	Максимальный	Отключен
4	По тепловому графику	Не максимальный	Отключен
5	По электрическому графику	Максимальный	Отключен
6	По электрическому графику	Не максимальный	Отключен
7	По электрическому графику с минимально возможной электрической нагрузкой	Не максимальный	Отключен
8	Конденсационный	Не максимальный	Отключен

Степень влияния ДГА на тепловую экономичность теплоэлектроцентрали, так же как и при их использовании на КЭС, в первую очередь определяется организацией подогрева газа в ДГА. При этом на ТЭЦ добавляется еще один возможный источник тепла — пиковые водогрейные котлы (ПВК).

Основное отличие применения ДГА на ТЭЦ связано с тем, что при работе ТЭЦ в режимах с отключенными ПВК для выполнения температурного графика прямой сетевой воды необходимо поддерживать вполне определенные значения давлений в теплофикационных отборах турбины, чего не обязательно добиваться на КЭС.

Проведенные исследования возможности подогрева газа на ТЭЦ [4] позволили определить восемь возможных режимов работы, представленных в табл. 3.

Важно отметить, что во всех рассмотренных режимах газ перед детандером может быть без каких-либо ограничений подогрет на ТЭЦ до необходимой температуры с помощью автономных высокопотенциальных источников энергии, а также уходящими дымовыми газами котлов. Однако, как было показано в [4], в некоторых из перечисленных режимов подогрев газа перед детандером не может быть проведен за счет энергии источников высокого потенциала, связанных с пароводяным циклом ТЭЦ, и в пиковых водогрейных котлах при обязательном выполнении диспетчерского задания по тепловой и электрической нагрузкам ТЭЦ. Существуют такие режимы работы основного оборудования ТЭЦ (например, режим 1 в табл. 3), при которых подогреть газ с помощью этих источников без снижения отдаваемой потребителю тепловой мощности оказывается невозможным. В режимах 3 и 7 для обеспечения возможности подогрева газа одним из указанных способов необходимо изменить состав работающего основного оборудования ТЭЦ. В остальных режимах работы основного оборудования подогрев газа перед детандером может быть осуществлен как за счет энергии источников высокого потенциала, связанных с пароводяным циклом ТЭЦ, [либо при изменении расхода пара в голову как минимум одной турбины (режимы 4, 8), либо положением диафрагмы (режим 5), либо расходом и положением диафрагмы одновременно (режим 6)], так и в пиковых водогрейных котлах (режим 2). Было также подчеркнуто, что одновременное сохранение постоянными тепловой и электрической нагрузок ТЭЦ после включения ДГА оказывается возможным только в одном режиме, когда ТЭЦ работает по электрическому графику с не максимальным расходом пара на турбины (режим 6).

Таким образом, выбор системы подогрева газа перед детандером на ТЭЦ представляет собой достаточно сложную, многофакторную задачу. Для ее обоснованного решения требуются тщательный анализ, в первую очередь, режимов работы ТЭЦ, в том

Таблица 4. Зависимости для определения влияния ДГА на тепловую экономичность работы теплоэлектростанции при подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, связанной с пароводяным циклом ТЭЦ и высокопотенциальной энергии ПВК

При подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, связанной с пароводяным циклом ТЭЦ	При подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии ПВК
$\Delta b = \frac{b_0 \Delta N_{\text{Э2}} - \frac{1}{Q_{\text{НЛ}}^{\text{Р}}} \left[\Delta Q_{\text{СТ,Э}} \left(1 - \frac{q_0}{q_{\text{СТ,доп}}} \right) - G_{\text{Г}}(h_{\text{Г1}} - h_{\text{ТД2}}) \left(1 + \frac{1}{\eta_{\text{ТДГА}} \eta_{\text{КА}} \eta_{\text{ТР}}} \right) \right] + G_{\text{Г}}(h_{\text{Г2}} - h_{\text{ТД2}}) \left(h_0 \eta_{\text{ЭмДГА}} + \frac{\text{Р}}{Q_{\text{Н}} \eta} \right)}{N_{\text{Э}} + \Delta D_{\text{П1}}(h_0 - h_{\text{отб}}) \eta_{\text{МГ}} + G_{\text{Г}}(h_{\text{Г2}} - h_{\text{ТД2}}) \eta_{\text{ЭмДГА}} + \Delta N_{\text{Э2}}}$	$\Delta b = \frac{b_0 N_{\text{ДГА}} - \frac{1}{Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}} \left(\frac{\Delta Q_{\text{ДГА}}}{\eta_{\text{ТДГА}} \eta_{\text{ПВК}} \eta_{\text{ТР}}} + \Delta Q_{\text{ГП}} \right)}{N_{\text{Э}} + N_{\text{ДГА}}}$

числе и перспективных, а также научно обоснованные методики, позволяющие рассчитать, в частности, изменение тепловой экономичности работы ТЭЦ при использовании на ней детандер-генераторного агрегата для выработки электроэнергии при различных способах подогрева газа в нем.

В [4] для режима 6 (табл. 3), при котором постоянство тепловой нагрузки ТЭЦ после включения ДГА может быть обеспечено как изменением расхода пара на турбины, так и изменением положения диафрагмы, были получены зависимости для определения влияния ДГА на тепловую экономичность работы теплоэлектроцентрали при подогреве газа за счет высокопотенциальной энергии, связанной с пароводяным циклом ТЭЦ и высокопотенциальной энергии ПВК (табл. 4).

В табл. 4 приняты следующие обозначения:

Δb – уменьшение удельного расхода топлива; $\Delta Q_{\text{ДГА}}$ – энергия для подогрева газа в ДГА; $\Delta Q_{\text{СТ}}$ – выработанное в котле дополнительное тепло для подогрева газа в ДГА; $\Delta Q_{\text{СТЭ}}$ – часть полученной паром в котле энергии, затрачиваемая на выработку электрической мощности $\Delta N_{\text{Э1}}$ в турбогенераторе; $\eta_{\text{КА}}$, $\eta_{\text{ТР}}$ и $\eta_{\text{ТПДГА}}$ – КПД котла, транспорта тепла и подогрева газа в теплообменнике и в подводящих к нему трубопроводах; $\eta_{\text{МГ}}$ – КПД механический и генератора энергоблока; $\Delta Q_{\text{ДГАК}}$ – дополнительное тепло, которое необходимо затратить в котле для получения $\Delta Q_{\text{ДГА}}$; $h_{\text{ГТД2}}$ – энтальпия газа на выходе из детандера; $h_{\text{Г1}}$ – энтальпия, которую газ имел бы после дросселирования; $h_{\text{Г2}}$ – энтальпия газа на выходе из теплообменника; h_0 – энтальпия пара на входе в турбоагрегат; $h_{\text{ОТБ}}$ – энтальпия пара в отборе на подогрев газа в ДГА; $G_{\text{Г}}$ – расход газа на детандер; $\Delta Q_{\text{ГП}}$ – физическое тепло поступающего в котел топлива (газа), которое должно быть сожжено дополнительно в котле, по сравнению с вариантом работы без ДГА; b_0 – удельный расход топлива на выработку электроэнергии до включения ДГА; $\Delta N_{\text{Э1}}$ – дополнительная мощность в турбине, полученная за счет дополнительно сгенерированного в котле пара; $\Delta N_{\text{Э2}}$ – уменьшение мощности турбоагрегата после прикрытия диафрагмы; $\Delta N_{\text{Э3}}$ – уменьшение мощности турбоагрегата после прикрытия диафрагмы; $\Delta D_{\text{ДП1}}$ – расход пара отбора для подогрева газа; q_0 – удельный расход теплоты на выработку электроэнергии до включения ДГА; $q_{\text{СТ,ДОП}}$ – удельный расход теплоты на выработку электроэнергии $\Delta N_{\text{Г}}$ в дополнительном цикле, организованном при подводе тепла $\Delta Q_{\text{СТ,Э}}$.

Методика, позволяющая учитывать влияние ДГА на эффективность работы основного оборудования ТЭЦ, была верифицирована по результатам, полученным при проведении испытаний ДГА на ТЭЦ-21 АО “Мосэнерго” [12]. При анализе результатов испытаний было установлено, что среднегодовой удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии за счет использования ДГА уменьшился на 1.25 г у.т./кВт ч). Расчеты, проведенные с использованием зависимостей, приведенных в табл. 4, показали, что это снижение должно составить 1.30 г у.т./кВт ч).

Сделанные оценки [12] подтверждают, что при работе оборудования ТЭЦ по тепловому графику использование ДГА позволяет уменьшить удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии для всей ТЭЦ на 0.1–0.3% исходного, а при работе оборудования в конденсационном режиме уменьшение удельного расхода условного топлива может составить 1.0–1.2%.

ВЫВОДЫ

1. Вопрос об эффективности использования ДГА в газораспределительных сетях может рассматриваться как для отдельно взятого устройства, так и для промышленного предприятия в целом, куда встраивается ДГА. Во втором случае необходимо прини-

мать во внимание возможное влияние ДГА на режимы работы основного энергетического оборудования предприятия.

2. Эффективность преобразования тепловой энергии в механическую в ДГА не имеет тех ограничений, которые установлены 2-м началом термодинамики для циклических процессов, и определяется исключительно внутренними потерями при осуществлении расширения газа. Если ими пренебречь, то для случая, когда подогрев газа осуществляется так, что его энтальпия на входе и выходе ДГА одинаковы, КПД преобразования равен 1.

3. Показано, что при использовании ДГА на электростанциях при определении термодинамической эффективности требуется применение так называемого *системного подхода*, учитывающего изменение эффективности работы основного оборудования ТЭС при включении в ее схему ДГА.

4. Приведены зависимости, позволяющие определить влияние ДГА на термодинамическую эффективность электростанций различного типа (КЭС и ТЭЦ) при различных условиях их работы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда гранта на проведение фундаментальных научных исследований Российского научного фонда по приоритетному направлению деятельности Российского научного фонда “Проведение фундаментальных научных исследований и поисковых научных исследований малыми отдельными научными группами” (№ Проекта 22-29-00096).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика, М., “Энергия”, 1968, 472 с. с илл.
2. Куличихин В.В. Бесперспективность использования детандер-генераторных агрегатов на тепловых электростанциях / Куличихин В.В. / Надежность и безопасность энергетики. 2018. Т. 11. № 2. С. 161–166.
3. Куличихин В.В. Детандер-генераторные агрегаты в энергетике России. Мифы и реальность / Куличихин В.В., Тюняев М.В. / Надежность и безопасность энергетики. 2016. № 4 (35). С. 62–69.
4. Агабабов В.С. Влияние детандер-генераторных агрегатов на тепловую экономичность тепловых электрических станций: диссертация ... доктора технических наук: 05.14.14 / Агабабов Владимир Сергеевич; НИУ “МЭИ”. Москва, 2003. С. 354
5. Охотин В.С. Термодинамический анализ детандер-генераторных агрегатов (ДГА) в схеме паротурбинных установок с подогревом газа паром из отбора турбины / Охотин В.С. / Вестник МЭИ. 2004. № 4. С. 34–40.
6. Охотин В.С. Детандер-генераторные агрегаты (ДГА) в схеме конденсационных и теплофикационных паротурбинных установок с подогревом газа паром из отбора турбины (термодинамический анализ) / Охотин В.С. / Новое в российской энергетике. 2005. № 2. С. 23–30.
7. Бушин П.С. Опыт-промышленная газотурбинная расширительная станция на Среднеуральской ГРЭС / Бушин П.С. / Энергетическое строительство. 1995. № 4. С. 57.
8. Каршакова Л. Опыт эксплуатации турбодетандера и перспективы применения его в Беларуси. Сообщение инж.-тех. Лукомльской ГРЭС на семинаре “Новые направления в энергоэффективных технологиях и оборудовании”, 16 мая 2002 г. в рамках форума “Белпромэкспо”.
9. Базыленко А.А. Энергетическая характеристика детандер-генераторной установки Лукомльской ГРЭС / Базыленко А.А. / Энергия и менеджмент. 2006. № 3. С. 18–23.
10. Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А. Повышение эффективности использования детандер-генераторных установок на тепловых электростанциях / Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А., Карницкий Н.Б., Зенович-Лешкевич-Ольпинская А.Ю. / Надежность и безопасность энергетики. 2015. № 3 (30). С. 56–60.
11. Агабабов В.С. Применение детандер-генераторных агрегатов в парогазовых установках сбросного типа / Агабабов В.С., Корягин А.В. / Промышленная энергетика. 2004. № 10. С. 45–48.
12. Гуськов Ю.Л. Опыт эксплуатации детандер-генераторного агрегата на ТЭЦ–21 Мосэнерго / Гуськов Ю.Л., Малянов В.В., Давыдов Ю.Я., Агабабов В.С., Корягин А.В. / Электрические станции. — 2003. № 12. С. 15–17.

On the Issue of Determining the Efficiency of Expander-Generator Units**A. V. Klimenko^a, V. S. Agababov^b, *, and S. N. Petin^c**^a*Federal State Autonomous Educational Institution higher education
“National Research Technological University “MISiS”, Moscow, Russia*^b*ООО “PSK Energomontazh”, Moscow, Russia*^c*National Research University “MPEI”, Moscow, Russia***e-mail: spetin@yandex.ru*

Methodological issues of determining the thermodynamic efficiency of expander-generator units as separate technological objects, as well as when they are used at enterprises of various types, are considered. It is shown that when determining the thermodynamic efficiency of the use of DGA at thermal power plants (TPP), a systematic approach is required, taking into account the effect of DGA on the efficiency of the main equipment of TPP. Dependences are given that make it possible to determine the effect of DGA on the thermodynamic efficiency of power plants of various types (CPP and CHPP) under various operating conditions.

Keywords: expander-generator unit, thermodynamic efficiency, various operating conditions