

УДК 662.642; 621.311.25

Оптимизация режимов работы парогазовой мини-ТЭС с атмосферным газогенератором*

И.Г. Донской^{1,2}, А.Ю. Маринченко¹, А.М. Клер¹, А.Ф. Рыжков²

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск

²Уральский федеральный университет, Екатеринбург

E-mail: donskoy.chem@mail.ru

Предложена схема парогазовой установки с газификацией угля небольшой мощности со смешением рабочих тел. С помощью построенной математической модели проведены технико-экономические исследования этой установки с учетом конечной скорости физико-химических превращений в слое топлива. Получены оценки технической и экономической эффективности установки, проведено сравнение с альтернативными вариантами.

Ключевые слова: слоевая газификация угля, малая парогазовая установка, математическое моделирование.

Введение

Одной из острых проблем отечественной энергетики (особенно для районов Сибири и Дальнего Востока) является надежное энергообеспечение потребителей, удаленных от централизованных электросетей. Эта проблема обычно решается путем создания местных электрогенерирующих станций, работающих на привозном или местном органическом топливе. Выбор установок и их параметров для работы на таких станциях представляет важную задачу, имеющую большое практическое значение. Он определяется в первую очередь доступностью разных видов топлива и технико-экономическими показателями соответствующих установок.

Наиболее распространенными местными топливами являются уголь, торф, биомасса и др. Близость их расположения к потребителю дает возможность обходиться без использования дальнего транспорта и снижает топливную составляющую в конечной стоимости энергии. Вместе с тем технологии сжигания топлив в генерирующих установках малой мощности, как правило, уступают в надежности и простоте технологиям, где применяется качественное привозное топливо, в первую очередь дизельное, что существенно сказывается на капитальных и эксплуатационных затратах. Важным вопросом является также загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания (СО, сажа) и кислотными оксидами.

* Исследование в части разработки модели газификации угля выполнено в УрФУ за счет гранта РФФИ № 14-19-00524 (Донской И.Г., Рыжков А.Ф.).

В связи с этим целесообразно рассматривать другие твердотопливные технологии, альтернативные сжиганию. Среди них наиболее перспективной считается газификация [1]. Основным преимуществом газификации является то обстоятельство, что продуктом переработки твердого топлива является горючий газ, который может быть использован эффективнее, например, в газовых и парогазовых циклах, чем исходное топливо. Главным ограничивающим фактором в этом случае является эффективность процесса газификации, которая наилучшим образом характеризуется величиной химического КПД. Химический КПД газификации ($KПД_{хим}$) — это доля теплотворной способности твердого топлива, которая превращается в теплотворную способность горючих газов. На ряде крупных установок для проведения газификации твердых топлив получены высокие значения $KПД_{хим}$ (порядка 0,8–0,9), но для установок малой мощности этот параметр остается довольно низким (около 0,6–0,7) [2].

В настоящей работе исследуется парогазовая установка (ПГУ), в которой горючий газ получается в слоевом обращенном газогенераторе атмосферного давления и используется в парогазовом цикле с применением технологий STIG (Steam Injected Gas Turbine). Такая установка может, по мнению авторов, реально конкурировать с другими технологиями получения электроэнергии из органических топлив в установках малой мощности за счет использования простого варианта осуществления процесса переработки топлива и эффективного термодинамического цикла. Расчеты проводились для установок мощностью около 5 МВт(э).

Особенности предлагаемой технологической схемы

Схема установки приведена на рис. 1. Основным ее отличием от предложенных ранее схем является сочетание газогенератора атмосферного давления с газовой турбиной. Вследствие этого для осуществления процесса требуется компримирование

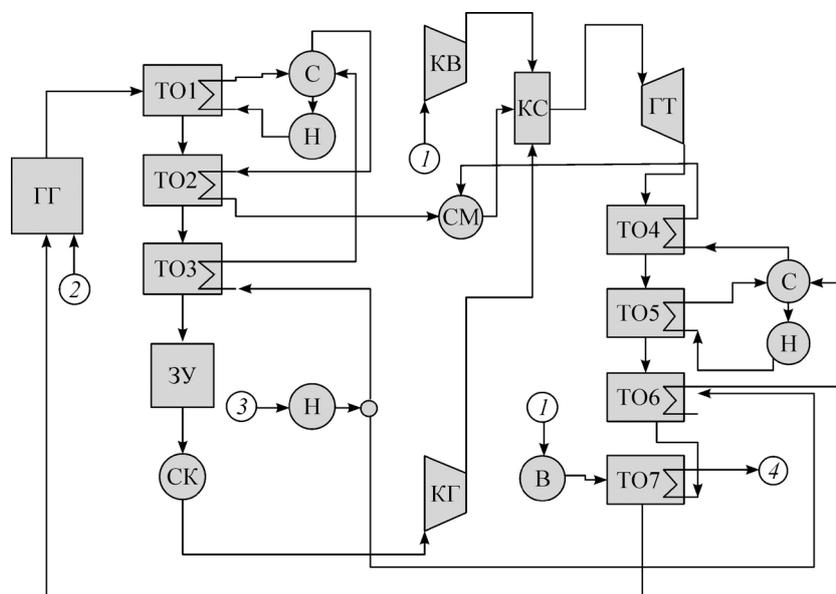


Рис. 1. Схема парогазовой установки с газовой турбиной, работающей на продуктах газификации угля.

В — воздуходуватель, КВ — воздушный компрессор, ГГ — газогенератор,
 ТО1 — радиационный испаритель, ТО2, ТО6 — водяные экономайзеры, ТО3, ТО4 — пароперегреватель,
 ТО5 — конвективная теплообменная секция, ТО7 — воздухоподогреватель, Н — питательный насос,
 С — сепаратор, СМ — смеситель, ЗУ — сухой золоуловитель, СК — система мокрой очистки газа,
 КГ — компрессор генераторного газа, КС — камера сгорания, ГТ — газовая турбина;
 1 — воздух, 2 — уголь, 3 — вода после химической очистки, 4 — уходящие газы.

газогенераторного газа перед турбиной, а не воздуха перед газогенератором. На крупных станциях для повышения эффективности установки в целом под повышенным давлением обычно проводят сам процесс газификации, что позволяет в том числе увеличить его интенсивность. В рассматриваемом случае повышение давления в газогенераторе привело бы, во-первых, к существенному усложнению конструкции газогенератора, во-вторых, к неоправданному повышению риска истечения токсичного газа. После обращенного процесса газификации генераторный газ имеет достаточно высокую температуру (порядка 600–800 °С), что позволяет использовать его для получения пара, который впрыскивается в камеру сгорания турбины. При этом достигается повышение КПД установки и снижение образования оксидов азота в камере сгорания.

Модель слоевого газогенератора

При расчете газогенераторного процесса возникает проблема выбора подходящей математической модели, которая с необходимой точностью учитывала бы влияние важных факторов. Обычно в подобных исследованиях используется традиционная термодинамическая модель конечного равновесия [3]. Такой подход, однако, имеет ограниченную применимость. Если для мощных газогенераторов, в которых реализуются высокие значения температур и давлений, достижение равновесного состава можно предполагать с достаточно высокой точностью, то в слоевых аппаратах малой мощности конечное равновесие практически не реализуется из-за низких температур и скоростей теплообмена. Поэтому для того, чтобы найти состав и температуру генераторного газа на выходе из слоя, необходимо учесть конечную скорость процессов переноса и химических превращений. Одной из множества разработанных математических моделей для описания физико-химических превращений в слое твердых топлив является модель, представленная в работе [4]. Это одномерная модель, которая позволяет рассчитать изменение температур и состава газовой и твердой фаз по высоте слоя при стационарном протекании процесса. Основным отличием этой модели от остальных является комбинация термодинамического и кинетического методов расчета процесса газификации в каждой расчетной точке: для расчета количества топлива, которое срабатывается при пиролизе и газификации, используются уравнения кинетики гетерогенных реакций, а состав газовой фазы считается равновесным. Расчеты состава системы (относятся к «химической» задаче) и распределения температур (относятся к «тепловой» задаче) проводятся последовательно на каждой итерации, благодаря чему вычислительный алгоритм упрощается. Подобный подход при вычислении газификации углерода был применен в работе [5].

Для создания упрощенной модели была проведена серия вариантных расчетов в целях получения массива данных, соответствующих диапазону возможных условий протекания процесса газификации (границы диапазона заданы экспертно). Варьируемыми переменными являются удельный расход дутья (кг воздуха на кг угля) и температура дутья. Массив данных используется в модели установки следующим образом. При расчете узла газификации вызывается подпрограмма, которая, используя значения входящих параметров (расхода и температуры дутьевого воздуха), производит интерполяцию по рассчитанным точкам и выдает информацию о выходящих потоках химических компонентов газа, степени использования топлива и температуре продуктов газификации.

Характеристики топлива и химический КПД газификации угля

Топливом выбран подсушенный азейский уголь, имеющий следующие характеристики: $W^P = 10$ — влажность на рабочую массу, % масс; $A^d = 17$ — зольность на сухую массу, % масс; $C^{daf} = 77,4$, $H^{daf} = 4,6$, $O^{daf} = 18$ — массовые доли углерода, водорода, кислорода в органической массе топлива, % масс; $V^{daf} = 44$ — выход летучих на горючую массу, % масс;

$Q_{\text{высш}} = 21,7$ МДж/кг — высшая теплотворная способность органической массы топлива, МДж/кг; средний размер частиц — 30 мм. Геометрические размеры реакционной зоны газогенератора заданы постоянными для всех расчетов: высота слоя — 2 м, площадь сечения аппарата — 3,14 м². Для обеспечения заданной мощности в схему включены два газогенератора.

Из рис. 2 видно, что при постоянной начальной температуре и изменении удельного расхода дутья КПД_{хим} газификации имеет экстремум. Такая экстремальность является следствием того, что после срабатывания органической массы топлива оставшийся окислитель расходуется на окисление горючего газа [6]. Интересен тот факт, что при приближении к изолинии 100 %-ой конверсии топлива наклон изолиний КПД_{хим} увеличивается, т.е. по мере приближения к оптимальным условиям проведения газификации процесс становится чувствительнее к начальной температуре воздуха.

Режимы, в которых степень конверсии топлива на выходе не достигает 80–90 %, заведомо неэффективны в предлагаемой схеме, поскольку отсутствует дополнительная топка, в которой мог бы сгорать коксозольный остаток. Поэтому из всего массива данных для расчета схемы были выбраны только режимы с высокой степенью конверсии.

Результаты оптимизации параметров установки

В представленной работе решаются следующие задачи оптимизации.

Задача 1. Минимизация удельного расхода топлива на единицу произведенной электроэнергии

$$\min B_{\text{час}} / N_{\text{пол}}, \quad (1)$$

при условиях

$$H(x, y, s_0, B_{\text{час}}) = 0, \quad (2)$$

$$G(x, y, s_0, B_{\text{час}}) \geq 0, \quad (3)$$

$$N_{\text{пол}} = y_l, \quad (4)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad (5)$$

где $B_{\text{час}}$ — расход топлива, $N_{\text{пол}}$ — полезная электрическая мощность установки,

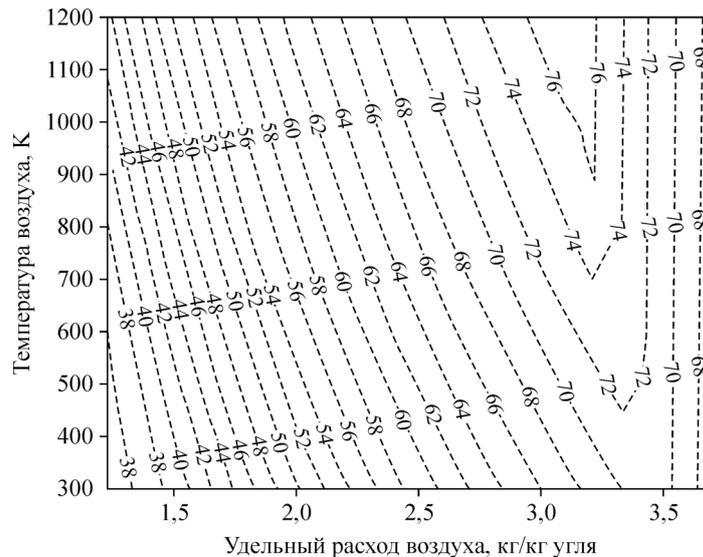


Рис. 2. Зависимость КПД_{хим} (%) от удельного расхода и температуры дутья.

x — вектор оптимизируемых параметров, y — вектор вычисляемых параметров, s_0 — вектор исходных данных, $G(x, y, s_0)$ — векторная функция ограничений-неравенств, $H(x, y, s_0)$ — векторная функция ограничений-равенств, \underline{x} , \bar{x} — минимальная и максимальная границы вектора x .

Задача 2. Минимизация цены электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений

$$\min C_{\text{эл}}(B_{\text{год}}, \mathcal{E}_{\text{год}}, K, C_{\text{T}}, \varepsilon, \text{IRR}_z), \quad (6)$$

при условиях

$$H(x, y, s_0, B_{\text{час}}) = 0, \quad (7)$$

$$G(x, y, s_0, B_{\text{час}}) \geq 0, \quad (8)$$

$$B_{\text{год}} = B_{\text{час}} \tau_{\text{исп}}, \quad (9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{пол}} \tau_{\text{исп}}, \quad (10)$$

$$N_{\text{пол}} = y_l, \quad (11)$$

$$K = \Psi(x, y, F) \quad (12)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad (13)$$

где $C_{\text{эл}}$ — цена электроэнергии, обеспечивающая заданный уровень внутренней нормы возврата капиталовложений IRR_z , $B_{\text{год}}$ — годовой расход топлива, $\mathcal{E}_{\text{год}}$ — годовой отпуск электроэнергии, K — капиталовложения в установку, C_{T} — цена топлива, ε — вектор экономических условий (ставка налога на прибыль, ставка амортизационных отчислений и др.), $\tau_{\text{исп}}$ — число часов использования установленной мощности, F — вектор удельных стоимостей элементов установки. Задача решалась при двух значениях цены топлива: 100 и 200 долл./т.у.т. (т.у.т. — тонна условного топлива, $29,308 \cdot 10^9$ Дж), и заданной величине внутренней нормы возврата капиталовложений, равной 15%. В качестве оптимизируемых параметров были приняты: удельный расход воздуха на входе в газогенератор и его температура, температура и давление газа на выходе из камеры сгорания, энтальпия воды или пара на выходе из поверхностей нагрева, расход воды и пара в экономайзерные поверхности нагрева. При оптимизации учитывались следующие ограничения: на концевые температурные напоры всех теплообменников (не менее 10 К), на температуры и механические напряжения металла труб теплообменников, на температуру процесса газификации (сверху и снизу), на давление и температуру газов перед турбиной сверху и др. Капиталовложения в установку определены из выражения:

$$K = \left[K_0 + C_{\text{ГТ}} b_{\text{у.т.}} + (1 + \alpha_{\text{п}}) \sum_{i=1}^{N_{\text{П}}} F_i \Pi_i^{\text{M}} + N_{\text{ГТ}} C_{\text{ГТ}} + C_{\text{К}} (N_{\text{КВ}} + N_{\text{СГ}}) + N_{\text{пол}} C_{\text{эл}} \right] (1 + \alpha_{\text{ст}}), \quad (14)$$

здесь K — суммарные капиталовложения, тыс. долл.; K_0 — постоянная составляющая капиталовложений (1500 тыс. долл.), $C_{\text{ГТ}}$ — удельная стоимость блока газификации без стоимости теплообменников (4000 тыс. долл./кг у.т./с), $b_{\text{у.т.}}$ — расход условного топлива в газогенераторе, кг у.т./с, $N_{\text{п}}$ — число поверхностей нагрева в газогенераторе и котле-утилизаторе, $\alpha_{\text{п}}$ — доля неучтенных затрат на теплообменные поверхности,

F_i — площадь i -ой поверхности теплообмена, m^2 , Π_i^M — цена металла i -ой поверхности (120 долл./ m^2), $N_{ГТ}$ — мощность газовой турбины, кВт, $C_{ГТ}$ — удельная стоимость турбины (300 долл./кВт), C_K — удельная стоимость компрессоров (200 долл./кВт), $N_{КВ}$ — мощность воздушных компрессоров, $N_{СТ}$ — мощность компрессора генераторного газа, $N_{пол}$ — полезная мощность установки, $C_{эл}$ — удельная стоимость электрооборудования (100 долл./кВт), $\alpha_{СТ}$ — доля капиталовложений в общестанционное оборудование, проектирование и т.д. Число часов использования установленной мощности ПГУ принимали равным 7000. Методика расчета экономических характеристик энергетических проектов приведена в работе [7]. На основе этой методики выполнялись расчеты в настоящей работе. Оптимизация установки проводилась с помощью пакета программ СМПП (Система машинного построения программ), разработанных в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН [8].

Результаты оптимизационных расчетов представлены в табл. 1. В расчете использовались две модели газогенератора — модель из работы [4] (модель 1) и модель конечного термодинамического равновесия (модель 2). Использование двух моделей дает возможность оценить, насколько предлагаемая методика расчета газогенератора позволяет уточнить оптимальное решение по установке по сравнению с традиционной моделью. Результаты оптимизационных расчетов получены для установки, перерабатывающей 2 тонны угля в час. Данные, полученные при использовании разных моделей газогенератора, значительно отличаются. Во всех случаях удельных расход топлива выше на 20–25 % для расчетов, выполненных с использованием модели 1 [4]. Это связано с тем, что данная модель более точно описывает потери теплоты исходного топлива с недожогом

Таблица 1

Результаты оптимизационных расчетов

Величина	Размерность	max КПД		min $C_{эл}$			
		1*	2*	100 долл./т.у.т.		200 долл./т.у.т.	
				1	2	1	2
Удельный расход воздуха на газификацию угля	кг/кг	3,61	2,70	3,53	2,70	3,52	2,70
Температура воздуха на входе в реакционную камеру	К	305	326	403	416	400	410
Температура газа на выходе из газогенератора	К	1004	1065	1002	1108	1001	1106
Расход химически очищенной воды на входе в установку	кг/с	2,13	2,51	1,84	2,18	1,81	2,20
Температура газа на входе в турбину	К	1560	1560	1560	1560	1560	1560
Давление газа на входе в турбину	кг/см ²	19,20	19,20	18,65	19,10	18,74	19,02
Температура газа на выходе из турбины	К	964	952	960	945	956	947
Температура выхлопных газов	К	327	344	405	421	407	414
Полезная мощность установки	МВт	4,03	5,02	3,81	4,73	3,84	4,74
Годовой отпуск электроэнергии	МВт·ч	28188	35113	26636	33143	26881	33187
Удельные капиталовложения	тыс. дол./МВт	2156	1960	2115	2008	2122	2008
Цена электроэнергии	цент/кВт·ч	13,32	11,83	11,91	10,78	15,58	13,75
Удельный расход топлива	т.у.т./МВт·ч	0,351	0,282	0,371	0,298	0,368	0,298

* 1 — модель из работы [4], 2 — модель конечного равновесия.

и потери от сгорания части газа, необходимого для поддержания автотермичности процесса. Этим объясняются и высокие значения удельного расхода воздуха, которые выходят на 25–30 % выше, чем при использовании модели полного равновесия. Сравнение по составу газа показывает частичное окисление горючих компонентов: расход по CO_2 при расчете на модели 1 в три раза превышает величины, полученные при расчете на модели 2.

Интересным результатом оптимизационных расчетов ПГУ является тот факт, что при оптимальных режимах работы установки в целом режимы работы газогенератора не совпадают с его оптимальными режимами работы по критерию максимума химического КПД. Расчетные режимы работы газогенератора отмечены крестиками на рис. 3.

Оптимальные режимы, полученные при использовании модели 2, располагаются левее линии максимума $\text{КПД}_{\text{хим}}$ (при меньших расходах воздуха). Это связано с тем, что при достижении полного равновесия в системе топливо–газ положение изолиний $\text{КПД}_{\text{хим}}$ в используемых координатах меняется. Результаты расчетов на модели 1 показывают, что в этой области возможны большие потери с недожогом.

Для расчетов на модели 1 во всех случаях наблюдаются отклонения от условий достижения максимального химического КПД при заданной температуре дутья в сторону увеличения расхода воздуха. Это связано с большим приростом эффективности использования топлива от получения пара в теплообменниках при охлаждении генераторного газа, чем от увеличения химического КПД. Обнаруженный факт может быть объяснен пологой зависимостью химического КПД от температуры и расхода: отличие максимального и оптимизированного химического КПД составляет всего 1–2 %. Вообще, подогрев дутья оказывается малоэффективным способом оптимизации работы ПГУ.

Переход от максимизации КПД ПГУ к минимизации цены электроэнергии приводит к существенному уменьшению поверхностей нагрева и повышению температуры дутья примерно на 100 К. Из рис. 3 видно, что режимы с минимумом цены энергии

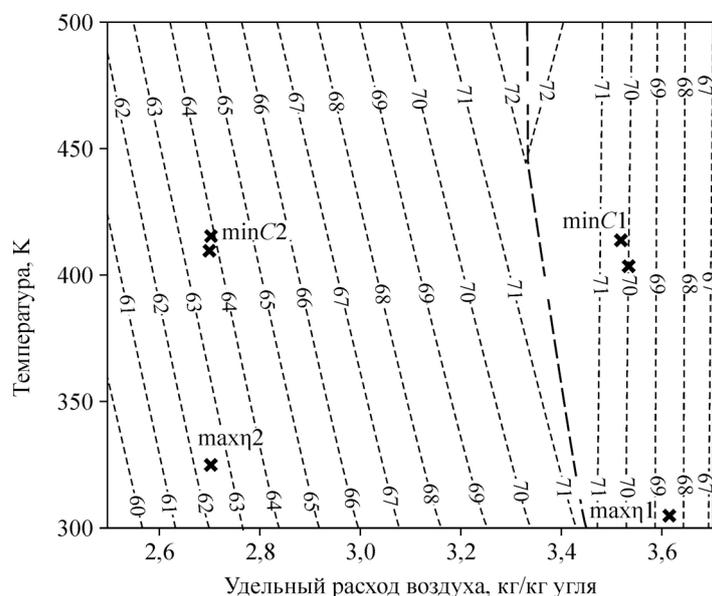


Рис. 3. Положение оптимизированных режимов газификации относительно линии максимума $\text{КПД}_{\text{хим}}$ (показана штриховой линией).

min C — расчеты на минимум стоимости энергии, max η — расчеты на максимум общего КПД установки; цифры соответствуют разным моделям процесса газификации: 1 — модель [4], 2 — модель конечного равновесия.

достаточно близки друг к другу. Режимы с максимумом КПД ПГУ находятся в области меньших температур, поскольку теплота уходящих газов полностью снимается до воздухоподогревателя.

Увеличение стоимости топлива приводит к оптимальному решению с незначительным увеличением поверхностей нагрева и снижению удельного расхода топлива. Стоимость электроэнергии возрастает при этом на 30 %.

Получаемая полезная мощность при расчете с помощью модели 1 падает по сравнению с оценкой, полученной на модели 2, на 20 %. В связи с этим уменьшаются и капиталовложения в установку. Стоимость электроэнергии при этом возрастает на 10–13 %. Таким образом, с помощью более подробной модели удастся уточнить технико-экономические показатели установок со слоевой газификацией.

Сравнение установки с газификацией угля с традиционными установками

Для обоснования строительства малых ПГУ с газификацией угля необходимо проанализировать конкурентоспособность таких установок с установками, использующими традиционные технологии получения электроэнергии. С целью сравнения были выбраны паротурбинная установка со сжиганием угля и дизельная электростанция как наиболее распространенные установки. Для этих установок был проведен экономический расчет с заданными техническими параметрами, были получены значения цены электроэнергии при использовании установленной мощности 7000 часов в год и $IRR = 15\%$. Результаты расчета приведены в табл. 2. Производство тепловой энергии для упрощения сопоставления экономической эффективности установок в этом случае не рассматривается. Проведенный расчет показывает, что цена электроэнергии для дизельной электростанции является наибольшей среди выбранных вариантов. Даже при том, что КПД преобразования энергии у дизель-генераторов выше, а удельные капиталовложения ниже, чем для других рассмотренных вариантов, затраты на топливо нивелируют технические преимущества таких установок и заставляют задуматься о других технологиях.

Сжигание и газификация угля позволяют получать электроэнергию по сопоставимым ценам, однако при одинаковой цене топлива производство электроэнергии на парогазовой установке оказывается выгоднее. Это связано с большей эффективностью парогазового цикла по сравнению с паровым (при расчете принимались параметры пара на входе в турбину 35 атм. и 435 °С). Поскольку для малых паротурбинных установок переход на высокие параметры пара встречает ряд трудностей, применение парогазового цикла становится перспективным направлением для установок малых мощностей.

Таким образом, полученные характеристики мини-ТЭС позволяют сделать вывод о конкурентоспособности парогазовых установок среди теплоэнергетических установок малых мощностей.

Таблица 2

Принятые технико-экономические показатели и стоимость электроэнергии для дизельной электростанции и электростанции со сжиганием угля

Характеристики варианта	Размерность	Дизельная ЭС	Паротурбинная угольная ЭС	
Удельные капиталовложения	тыс. долл. / МВт	700	2000	
Цена топлива	долл./т.у.т.	600	100	200
Коэффициент полезного действия	%	40	25	25
Цена электроэнергии	цент/кВт·ч	21,06	12,4	17,39

Выводы

1. Предложена новая технологическая схема ПГУ-STIG малой мощности с внутрицикловой газификацией угля.
2. С помощью пакета программ СМПП проведены оптимизационные исследования рассматриваемой установки, определены оптимальные значения ее параметров.
3. В расчетах использовались два подхода к вычислению процесса газификации: традиционный (модель конечного равновесия) и с помощью разработанной ранее физико-химической модели процесса. Показано, что использование последней позволяет существенно уточнить оптимальное решение. При этом использование модели конечного равновесия приводит к заметному завышению показателей энергетической и экономической эффективности установок.
4. Проведено сравнение цен электроэнергии, полученной с использованием разных технологий (дизель-генератор, паротурбинная установка со сжиганием угля, парогазовая установка с газификацией угля), показано, что технологии газификации могут составить конкуренцию традиционным технологиям за счет возможности применения более эффективного парогазового цикла на продуктах газификации дешевого топлива.

Список литературы

1. Газогенераторные технологии в энергетике / Под ред. А.Ф. Рыжкова. Екатеринбург: Сократ, 2010. 610 с.
2. Кейко А.В., Свищев Д.А., Козлов А.Н., Донской И.Г. Исследование управляемости процессов слоевой термохимической конверсии твердого топлива // Теплоэнергетика. 2012. № 4. С. 40–47.
3. Cau G., Cocco D., Serra F. Energy and cost analysis of small-size integrated coal gasification and syngas storage power plants // Energy Conversion and Management. 2012. Vol. 56. P. 121–129.
4. Донской И.Г., Кейко А.В., Козлов А.Н., Свищев Д.А., Шаманский В.А. Расчет режимов слоевой газификации угля с помощью термодинамической модели с макрокинетическими ограничениями // Теплоэнергетика. 2013. № 12. С. 56–61.
5. Ковенский В.И. Об одном методе расчета слоевого горения коксового остатка твердого топлива // Теоретические основы химической технологии. 2012. Т. 46, № 2. С. 216–228.
6. Prins M.J. Thermodynamic analysis of biomass gasification and torrefaction. Proefschrift. Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2005. 164 p.
7. Клер А.М., Тюрина Э.А. Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерго-технологических установок синтеза метанола. Новосибирск: Наука, 1998. 127 с.
8. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: оптимизационные исследования. Новосибирск: Наука, 2005. 236 с.

*Статья поступила в редакцию 7 октября 2014 г.,
после доработки — 9 декабря 2014 г.*