УДК 662.747

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Монастырева Т.Н.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев, Украина

АННОТАЦИЯ

Статья посвящена технико-экономической оценке эффективности внедрения новых экологически чистых технологий газификации углей для парогазовых установок на твердом топливе. В ней на основании существующих материалов по мировым ценам на сооружение новых ПГУ с газификацией углей, затратам на топливо и эксплуатацию оборудования произведена оценка себестоимости электроэнергии и срока окупеемости произведенных затрат при наличии безпроцентного кредита.

На основании произведенных расчетов показана перспективность сооружения парогазовых установок с газификацией углей в ближайшей перспективе.

ВВЕДЕНИЕ

После некоторого затишья в строительстве новых парогазовых установок (ПГУ) с внутрицикловой газификацией твердого топлива последовавшего в начале XXI века, в последние годы наблюдается как увеличение количества объектов введенных в эксплуатацию по этой технологии, так и количество проектов, которые планируется реализовать в ближайшие годы [1]. Это, в первую очередь, касается создания ПГУ с парокислородной газификацией в потоке, в планах ряда стран (Германия, Россия, США) рассматриваются и проекты ПГУ с паровоздушной газификацией твердых топлив в кипящем слое [1,2].

Существующие коммерческие проекты, связанные с введением в эксплуатацию новых ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива, реализовались в США, Нидерландах, Италии, Испании, Японии и Китае за счет строительства демонстрационных установок [1,2-5]. Их основными преимуществами с позиции второго десятилетия XXI века являются [1,2,4]:

− высокая экологическая чистота, превышающая существующие и ожидаемые европейские экологические нормы (выбросы SO_X и NO_X существенно ниже 100 мг/нм^3, пыли менее 5мг/нм^3);

− возможность достижения широкого диапазона регулирования нагрузки энергоблоков и обеспечение маневренных режимов работы ПГУ;

− наличие отработанных технологий полной утилизации жидких и твердых отходов;

− экспериментально доказанная возможность полной утилизации CO_2 с меньшими затратами на это, чем при факельном сжигании либо сжигании в разных модификациях котлоагрегатов кипящего слоя.

К недостаткам, как и ранее, следует отнести:

− сложность схемы ПГУ, что приводит к существенному уменьшению степени готовности оборудования;

− не решенные до данного момента вопросы долговечности работы высоко температурных фильтров (керамических и зернистых) для очистки газообразных продуктов газификации от пыли и оксидов серы.

Учитывая, что за последние 5−10 лет степень готовности новых ПГУ с внутрицикловой газификацией углей значительно возросла и превысила 80% [1,4,5], интерес к этой технологии увеличивается [6]. В данной ситуации возникает заинтересованность в проведении технико-экономической оценки эффективности внедрения ПГУ с внутрицикловой газификацией углей на ТЭС мира и Украины.

Такая оценка осуществлена рядом исследователей [6-9] в разные годы. Автором аналогичные расчеты выполнены на основе материалов, имеющихся в Институте угольных энерготехнологий НАН Украины (IBE), ведущих мировых организаций энергетического профиля, а именно Electric Power Research Institute (EPRI,США), Coal Research Institute (CRE, Великобритания), KEMA (Нидерланды), IEA Clean Coal Centre (Великобритания), фирмы Foster Wheeler (США − Финляндия) и материалов представленных в работах [2-10].

При оценке эффективности внедрения различных современных энергетических технологий (паротурбинные установки (ПТУ) с пылеугольным сжиганием угля в котлах на суперкритические параметры пара и системами серо- и азотоочистки

© Монастырева Т.Н.

Таблица 1.

Структура капитальных затрат на строительство ПГУ с парокислородной газификацией каменного угля в потоке на ТЭС Wabach (США) электрической мощностью 296 МВт (брутто).

Показатели	% от объема работ	Стоимость работ в млн. дол. США
Газификатор	3	13,2
Газоохладитель с очисткой газа	8	35,4
Блок подготовки водоугольной суспензии	3	13,3
Водоподготовка	3	13,0
Система АСУТП газификатора	4	17,2
Система комбинированного цикла (газовая турбина, котел утилизатор, ПГУ)	22	96,4
Электрическое оборудование	15	65,4
Кислородная станция	15	65,7
Вспомогательное оборудование и другие сооружения	11	48,2
Проектирование, управление, транспорт, подъездные пути, страхование, прочие и непредвиденные расходы	16	70,3
Всего	100,0	438,1

дымовых газов, ПГУ с парокислородной или паровоздушной газификацией каменного и бурого угля в потоке и кипящем слое, ПГУ на природном газе) определялись: КПД энергоблока, удельный расход топлива, удельные капитальные затраты на сооружение энергоблока, оценочная себестоимость выработки электроэнергии, а так же её составляющих − топливной, эксплуатационной и капитальных затрат. При этом структура капитальных затрат бралась из работ [4,8] с учетом возможного увеличения её абсолютной величины на протяжении 2006−2010 годов.

Для примера в табл.1 приведена структура затрат на сооружение энергоблока для ТЭС Wabach (США) в ценах 1999 года по данным IBE.

Удельные капитальные затраты при строительстве ПГУ с внутрицикловой газификацией для ТЭС Wabach составили 1480 дол. США на 1 установленный КВт мощности. Для ПГУ на ТЭС Пуэртольяно (Испания) и ПГУ на ТЭС «Тампа элек-

Таблица 2.

Сравнительные экономические оценки целесообразности сооружения ТЭС с использованием новых энергетических технологий (кредит беспроцентный, срок окупаемости затрат 10 лет после завершения строительства, срок работы 7000 часов в год, стоимость угля 110 дол. США/т.у.т., газа − 250 дол.США/т.у.т.)

Тип ТЭС	К.п.д. энерго блока,%	Удельные затраты на топливо г.у.т./кВт·ч	Удельные капитал. затраты, дол. США/кВт	Себестоимость составляющих выработанной электроэнергии, цент США/ кВт·ч			
				топливо	эксплуатация	капит. затрат.	Всего
ПГУс парокислородной газификацией угля в потоке	46,5	267	2250	2,91	1,28	3,24	7,43
ПГУс паровоздушной газификацией угля в кипяшем слое	44,5	276	2100	3,03	1,18	3,00	7,21
ПТУс факельным сжиганием угля и системами серо- и азото- очистки газов	44,0	279	1900	3,07	1,03	2,71	6,91
ПГУ на природном газе	58,0	212	900	5,30	0,75	1,29	7,34

Таблица 3.

Результаты расчетов капитальных затрат и ожидаемой себестоимости электроэнергии при внедрении современных энергетических технологий на ТЭС по данным работы [8].

Тип ТЭС	Удельные капитальные затраты, дол. США/ кВт	Оценка себестоимости электроэнергии, цент/кВт
Паротурбинная ТЭС с факельным сжиганием угля и системами очистки дымовых газов от оксидов серы и азота	1850	6,79
ПГУ с внутрицикловой газификацией каменного угля в потоке	2100	6,73
ПГУ на природном газе	800	5,73

трик» (США) они были несколько больше 1730 дол. США/кВт и 1860 дол. США/кВт соответственно[1,4,5]

На конец 2010 года такие затраты при сооружении ПГУ с парокислородной газификацией в потоке оцениваются в 2150 − 2250 дол. США/кВт, а ПГУ с паровоздушной газификацией в кипящем слое − 2050− 2150 дол. США/кВт [6,8]. Рост капитальных затрат до 30% объясняется в первую очередь увеличением цен на металл в последние 5 − 6 лет. По данным работ □6,8□ за эти годы незначительно возросли и капитальные затраты на строительство ПГУ на природном газе до 800 − 900 дол. США/кВт и существенно увеличились на сооружение паротурбинной ТЭС с суперкритическими параметрами пара и системами серо- и азотоочистки (до 1750 − 1900 дол. США/кВт).

Результаты расчетов автора по оценке капитальных, эксплуатационных затрат и затрат на топливо для выработки электроэнергии на ТЭС, использующих перечисленные выше технологии, представлены в табл.2. При этом взяты среднеевропейские цены на уголь (110 долларов США за 1 тонну условного топлива (т.у.т.)) и на газ (250 дол. США/т.у.т.) на 1.04.2011года. Эксплуатационные затраты приняты на уровне 2005− 2008 годов, для работающих ТЭС по рассматриваемым технологиям.

Анализ представленных в табл.2 материалов показывает, что на сегодня себестоимость электрической энергии получаемой на ТЭС с факельным сжиганием угля и системами серо- и азотоочистки уже несколько ниже, чем в ПГУ на природном газе. Дальнейшее повышение цен на газ (до 300 дол. США/т.у.т. и выше) существенно понизит конкурентную способность последней технологии на рынке производства электроэнергии. Исключение составят ПГУ на природном газе, использующиеся как пиковые мощности.

Относительно применения ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива можно сказать, что эти установки по себестоимости электроэнергии на сегодня не очень отличаются от паротурбинных установок с факельным сжиганием угля и системами серо- и азотоочистки дымовых газов. В ряде случаев (ПГУ с паровоздушной газификацией в кипящем слое) себестоимость электроэнергии, получаемой на них, может оказаться ниже, чем при использовании ПГУ на природном газе. Повышение экологических требований к ТЭС (уменьшение выбросов пыли, окислов серы и азота, необходимость утилизации CO_2) [11], а так же повышение надежности работы ПГУ с парокислородной газификацией угля в потоке может значительно увеличить в ближайшие годы конкурентоспособность этих установок. Еще в большей мере данное утверждение касается ПГУ с паровоздушной или парокислородной газификацией твердого топлива в кипящем слое в случае успешной отработки технологии на пилотных энергоблоках электрической мощностью 100 − 300 МВт.

Близкие данные по себестоимости электроэнергии в случае сооружения новых ТЭС с использованием современных энергетических технологий получены и авторами работы[8]. Основные результаты их расчетов представлены в табл.3. Они также проводились на основании мировых цен по всем составляющим себестоимости электроэнергии.

Несколько более низкие значения оценочной себестоимости электроэнергии, представленные в табл.3 по отношению к данным автора, обусловлены, скорее всего, более низкими значениями цен на уголь и природный газ, существовавшими в момент проведения расчетов авторами работы[8] (начало 2011 года).

Для Украины, при использования других чистых угольных энерготехнологий − сжигание в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) и ЦКС под давлением для ПГУ на твердом топливе в случае применения в качестве энергоносителя отходов углеобогащения, высокозольного или бурого угля, за счет уменьшения топливной составляющей приблизительно в 2 раза, возможно получение электроэнергии по себестоимости 5,0 − 6,0 цент/кВт·ч. Это касается и ПГУ с паровоздушной газификацией бурого угля в кипящем слое, для которой оценочная себестоимость электроэнергии может составлять 6,0 − 6,5 цент/ кВт·ч.

При создании в Украине ПГУ с паровоздушной газификацией угля в кипящем слое под давлением, в случае получения беспроцентного кредита, и наличии сегодняшних ценах на бурый уголь и элек-

троэнергию, а также мировых цен на оборудование и строительство энергоблока, рассматриваемый проект является оправданным (срок окупаемости 8,0−8,5 лет). Эти сроки несколько превышают те, которые могут быть получены при сооружении новых ЦКС- котлоагрегатов или ПГУ с внутрицикловым сжиганием углей в кипящем слое (до 7 лет). В тоже время, учитывая более высокую экологическую чистоту ПГУ с газификацией углей, а также проблемы связанные с утилизацией CO_2, которые необходимо будет решать уже в последующие 10−15 лет, данные технологии в перспективе могут оказаться вполне конкурентно способны в энергетике Украины. В связи с чем, представляется целесообразным вернуться к вопросу создания пилотной установки тепловой мощностью до 10 МВт для газификации и сжигания углей в кипящем слое под давлением[12] на которой можно будет отработать технологию паровоздушной газификации каменных и бурых углей, а полученные результаты использовать при создании первых отечественных демонстрационных ПГУ с газификацией углей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Саламов А. А. Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией твердого топлива // Энергетика за рубежом. – 2009 - №1. – с. 12-15.
2. Корчевой Ю. П., Майстренко А. Ю., Топал А. И.. Экологически чистые угольные энерготехнологии. – Киев: Наукова думка, 2004. – 187 с.
3. Майстренко А. Ю., Дудник А. Н., Яцкевич С. В. Технология газификации угля для парогазовых установок. – К.: 1993. – 68 с.
4. Ольховский Г. Г., Тумановский А. Г. Парогазовые установки с газификацией угля: имеющийся опыт и перспективы // НЭР. – 2001. - №5. – с 18-29.
5. Shellenberg W., Wolf., Pena F. G. Fartschriti in der IGCC // Technologies / BWK: Brennst-Warme-Kraft. – 2000, B52, №6. – с. 49-53.
6. Coal Use World-Wide and IEA Clean Coal Centre Activities / J. Topper // IEA Clean Coal Centre. – Kiev, Ukraine, November, 2010, - p. 1-21.
7. Саламов А. А. Удельные капитальные затраты на сооружение ТЭС за рубежом. // Теплотехника, - 1997. - №2. – с. 3-8.
8. Точилин В., Письменная У., Трипольская Г., Подолец Р., Дьячук А. «Солнечные» перспективы энергогенерации // «Зеркало недели» от 21.05.2011 года с. 10.
9. Майстренко А. Ю., Дудник А. Н., Топал А. И. Сравнительный анализ технико-экономических показателей работы ТЭС, использующих чистые угольные энерготехнологии // Энергетика и электрификация. – 1997. - №6. – с. 1-3.
10. Гайстайгер Г., Стомателопулос Г. Н. Угольные электростанции – современный уровень техники и перспективы развития на будущее // Черные металлы. – 2002. – №10. – с. 26-35.
11. Саламов А. А. Парогазовая установка с газификацией угля со связыванием и захоронением углерода // Энергетика за рубежом. – 2011. - №3. – с. 16-22.
12. Разработка методов и установок для сжигания и газификации углей в кипящем слое под давлением/ Ю.П.Корчевой, А.Ю.Майстренко, А.Н.Дудник, А.И.Топал //Промышленная теплотехника. – 1998. Т. 20, №4 – С. 33-38.