Успешный опыт использования биотоплива на угольной ТЭС

- **Котлер В. Р., канд. техн. наук, ОАО "Всероссийский теплотехнический институт"**
- **Сомов А. А., ОАО "Всероссийский теплотехнический институт"**

В последние годы во многих странах активно развивается производство электрической и тепловой энергии из разнообразных видов биомассы. Причина такого решения – не только экономия затрат на ископаемое топливо, но и необходимость (пока что только в странах ЕС) снижения выбросов в атмосферу тепличного газа – CO_2.

Значительную долю пригодной к использованию биомассы составляют растительные отходы, образующиеся при рубке леса, а также при его дальнейшей переработке. По приблизительным оценкам, количество древесных отходов колеблется от 9 до 89 т сухой массы на 1 га леса. В лесопильном производстве почти 50% древесины превращается в отходы, а на деревообрабатывающих и мебельных предприятиях ещё около 50% пиломатериалов переходит в отходы.

Опыт многих стран показывает, что проблему утилизации огромного количества древесных отходов удобнее всего решать за счёт термических процессов и технологий, разработанных на их основе. Причём использование отходов древесины организуют не только в промышленных и отопительных котлах небольшой мощности, но и в крупных энергетических котлах на тепловых электростанциях. Как правило, используют угольные котлы ТЭС с факельным процессом сжигания. После малозатратной реконструкции в топках таких котлов удаётся сжигать древесное топливо в объёме, составляющем 5 – 10% суммарного количества топлива.

Большое внимание проблеме использования биотоплива уделяют финские энергетики. Финляндия богата древесиной и торфом, но практически не имеет своего угля, газа и нефти. По данным [1], Финляндия импортирует не только природный газ, нефть и нефтепродукты, но и большое количество угля (7 млн. т/год), который используется главным образом для выработки электроэнергии и в металлургическом производстве. Стоимость импортного угля достигает 185 дол/т [2], что значительно выше, чем в Швейцарии (166 дол/т), Великобритании (106 дол/т) и Италии (104 дол/т).

Если ещё учесть, что при сжигании биотоплива в атмосферу выбрасываются меньше SO_2, золы и NO_x (не говоря уже о выбросах тепличного газа CO_2), то вполне понятно стремление финских энергетиков использовать биотопливо не только в небольших отопительных котлах, но и в крупных энергетических котлах на ТЭС.

Самым простым и наименее затратным способом совместного сжигания угля и биомассы является их смешение на топливном складе с последующей подачей в топку пылеугольного котла с твёрдым шлакоудалением. Недостатком этого способа, как уже отмечалось, является малая (около 5%) доля биомассы. В котлах с циклонными предтопками эту долю можно увеличить до 20%, но такое решение означает фактически замену котла. В слоевых топках можно сжигать и 100% биомассы, но процесс сжигания в слое годится только для небольших ТЭЦ и промышленных котельных.

Например, во Франции в ноябре 2010 г. на бумажной фабрике начала работать ТЭЦ Facture. Компания Metso поставила для этой ТЭЦ котёл с пузырьковым кипящим слоем тепловой мощностью 124 МВт [3]. При полной нагрузке котёл вырабатывал 169 т/ч пара с параметрами 12 МПа, 520°С. Общая электрическая мощность ТЭЦ составляла 48 МВт при тепловой нагрузке 64 Гкал/ч (кроме котла с топкой кипящего слоя на ТЭЦ был установлен ещё один котёл, работающий на чёрном щёлоке – побочном продукте бумажной фабрики).

Расчётная влажность биомассы, поступающей на котёл с топкой кипящего слоя, составляла 47%, зольность – 7,7%, а низшая теплота сгорания – 8,3 МДж/кг.

После устранения мелких недостатков ТЭЦ работала надёжно, а стоимость технологического пара благодаря использованию древесных отходов производства была снижена на 20%.

Большой опыт использования биотоплива на крупных ТЭС накоплен в Дании. Даже мощные

угольные энергоблоки на сверхкритические параметры пара (Avedore 1 и 2, Studstrup 3 и Skaerbaek 3) были переведены на полное или частичное сжигание древесных гранул [4]. Правда, для размола гранул пришлось установить специальные мельницы, бункеры и подающие конвейеры. На ТЭС Avedore был сооружён самый большой в мире склад для древесных гранул на 63 тыс. т. При переводе блока № 3 ТЭС Skaerbaek с газа на древесные гранулы его мощность пришлось снизить с 393 до 250 МВт, а также соорудить крытый склад, конвейеры и модернизировать мельницы.

Эксплуатация котлов и вспомогательного оборудования, работающего на биомассе, выявила новые проблемы. Оказалось, что биомасса из-за своих эрозионных свойств вызывает быстрый износ мельниц и пылепроводов. Неизвестно также, что делать с золошлаковыми отходами биомассы.

Финские энергетики, в отличие от датчан, решили по-своему использовать биотопливо на действующих пылеугольных котлах ТЭС. Опираясь на опыт, полученный на небольших установках в своей стране и в Австрии, они решили использовать древесные отходы и торф в газогенераторе, а получаемый синтез-газ подавать в действующий пылеугольный котёл. Такая технология, кроме снижения затрат на импортный уголь и уменьшения вредных выбросов в атмосферу, позволила решить ещё и локальную проблему блока № 2 на ТЭС Vaskiuoto (г. Vaasa, западное побережье Финляндии).

Этот угольный энергоблок электрической мощностью 230 МВт и тепловой – 175 МВт был сдан в эксплуатацию в 1982 г. Паропроизводительность котла составляла 684 т/ч при параметрах пара 18,5 МПа, 535/570°С. Несмотря на высокое качество импортных углей (поставщики – Россия и Польша), эксплуатация котла была связана с большими трудностями из-за необходимости глубокой разгрузки в ночные часы. Именно поэтому компания Metso предложила для ТЭС Vaasa применить свою технологию газификации. При наличии синтез-газа, получаемого в газификаторе, можно было, по расчётам разработчиков, безболезненно снижать расход угля на котёл в ночные часы.

Компания Vaskiluodon Voima, владеющая ТЭЦ Vaasa, вложила в проект около 40 млн. евро, а Metso – ещё примерно 20 млн. евро (компания в соответствии с контрактом обязалась поставить сушилку, газификатор с циркулирующим кипящем слоем), а также модернизировать котёл. Важным условием намечаемого проекта было требование стабильной работы ТЭЦ на угле даже в случае неполадок в системе газификации. Кроме того, предполагалось, что ТЭЦ может нормально работать в период монтажа газификационного оборудования. Реконструкция котла потребует только кратковременной его остановки после завершения основных работ по газификатору.

К сооружению системы газификации удалось приступить весной 2011 г. (рис. 1).

После окончания монтажа и завершения всех подготовительных работ 21 ноября 2012 г., через 20 мес после начала работ, газификатор был передан заказчику (рис. 2). Эксплуатация газификатора была начата 1 февраля 2013 г. До этого, летом 2012 г., во время планового ремонта угольного котла в течение 5 нед. была выполнена реконструкция существующих пылеугольных горелок. Все другие работы по оборудованию системы газификации биотоплива были проведены без останова угольного энергоблока, который продолжал работать на твёрдом топливе.

Пусковые операции системы газификации в конце 2012 г. прошли успешно и не сказались на работе энергоблока. Мониторинг факела реконструированных горелок подтвердил их надёжную работу. В период пробной эксплуатации были определены фактическая мощность газификационной установки, минимальная теплота сгорания получаемого газа, потребление энергии на собственные нужды и другие характеристики. Главное внимание было уделено надёжности котла блока № 2 с новыми углегазовыми горелками.

В феврале 2013 г. началась коммерческая эксплуатация блока на двух видах топлива. В апреле 2013 г., когда закончился отопительный сезон, по экономическим соображениям система газификации была остановлена (блок продолжал работать на угле в конденсационном режиме).

Вновь система газификации была включена в октябре 2013 г. За период с февраля 2013 г. до конца апреля 2014 г. газификатор проработал в общей сложности около 7 тыс. ч и был вновь остановлен не по техническим причинам.

В период первого отопительного сезона коэффициент готовности газификатора составил 97%. Во время второго отопительного сезона (который начался осенью 2013 г.) также не было аварийных остановок блока из-за неработоспособности газификатора, хотя из-за мелких неис-

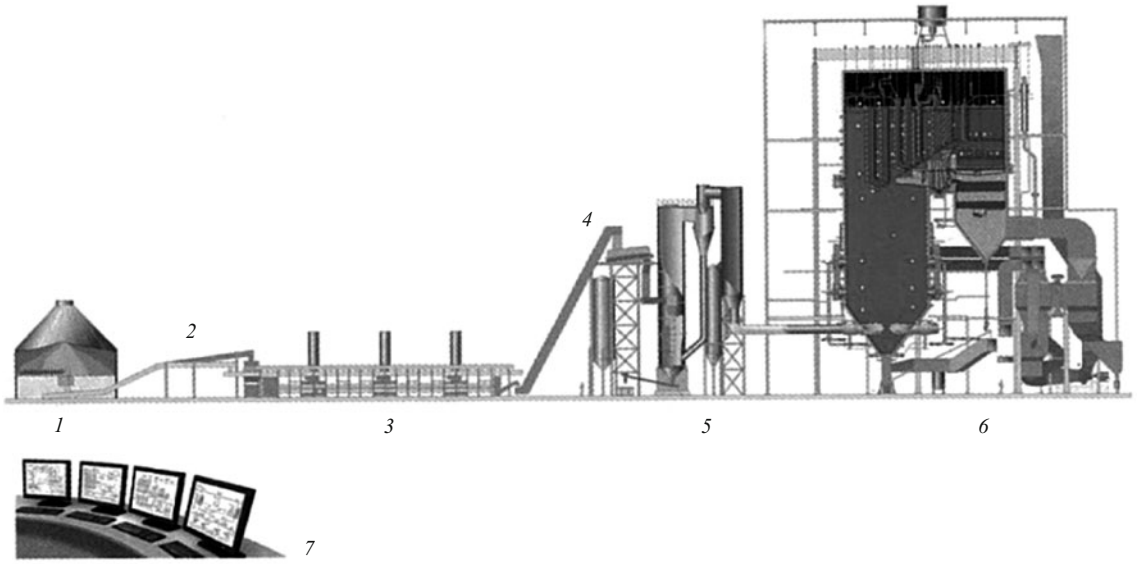


Рис. 1. Схема ТЭЦ Vaasa с газификацией биомассы:

1 – бункер для приёмки и предварительной подготовки биомассы; *2* – влажная биомасса; *3* – ленточная сушилка; *4* – сухая биомасса; *5* – газификатор тепловой мощностью 140 МВт; *6* – существующий пылеугольный котёл; *7* – контроль и автоматизация

правностей газификатор в общей сложности приходилось останавливать 6 раз.

Топливо для газификатора в основном состояло из древесной биомассы, включавшей корневые обрезки, опилки, кору, а также небольшое количество фрезерного торфа. Основные характеристики топлива приведены в таблице.

Полную нагрузку блока и расчётную температуру пара удавалось обеспечить при любой доле синтез-газа.

Концентрация NO_x в дымовых газах при совместном сжигании угля и синтез-газа несколько снизилась и составляла 350 мг/м^3. Содержание CO осталось на прежнем уровне, а выбросы SO_2 уменьшились. Важно отметить, что степень снижения оказалась несколько выше, чем доля сжигаемых газов: вероятно, частичное связывание серы происходит в результате повышения содержания натрия, кальция и калия в продуктах сгорания.

Спецификация топлив, используемых для газификации

Характеристика	Древесные отходы	Торф
Влажность до сушки, %	42 – 65	38 – 55
Теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг)	5 – 11 (1190 – 2630)	9 – 13 (2150 – 3100)
Зольность A^d, %	0,4 – 4,0	3,0 – 6,0
Содержание Cl^d, %	<0,05	<0,06

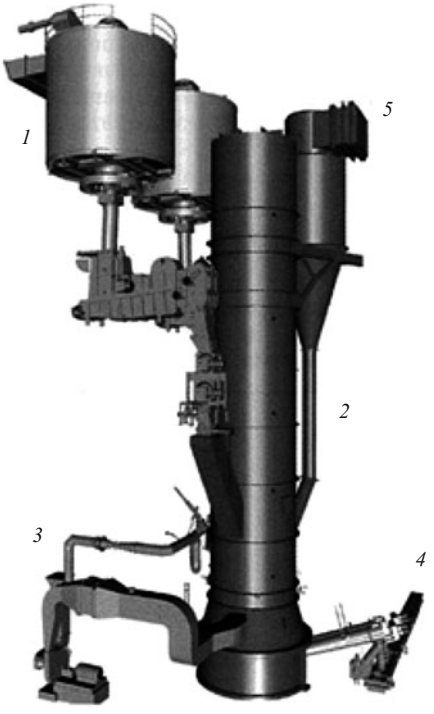


Рис. 2. Газификатор с ЦКС:

1 – подача топлива; *2* – газификатор; *3* – подача воздуха; *4* – удаление золы; *5* – циклон

Для повышения эффективности совместного сжигания двух топлив большое внимание было уделено оптимальному распределению воздуха между различными горелками и соплами третичного воздуха.

Древесные отходы, по сравнению с углём, содержали меньше серы, но больше щелочей и хлоридов. Поэтому была тщательно проанализирована опасность высокотемпературной коррозии. Весной 2013 г. были проведены специальные опыты по измерению интенсивности коррозии при разном соотношении уголь – синтез-газ. По результатам этих опытов был сделан вывод, что опасность коррозии отсутствует даже при доле синтез-газа в 50%. Во время следующего отопительного сезона предполагается провести аналогичные измерения при увеличении доли газа до 100%.

Наличие системы газификации заметно увеличило численность оборудования на блоке № 2, однако благодаря надёжной системе автоматизации дополнительного обслуживающего персонала не потребовалось.

В соответствии с проектом, газогенератор и система подачи газа на котёл работали при небольшом наддуве (до 20 мбар). Во избежание риска попадания вредного газа в помещение, всё оборудование системы газификации было выполнено газоплотным. Для контроля возможных утечек все наиболее опасные зоны были оборудованы детекторами CO и сигнализацией. За прошедшее время не было ни одного инцидента с утечкой газов из системы газификации.

Таким образом, после первого года эксплуатации блока № 2 с использованием угля и синтез-газа можно утверждать, что выбранная технология замены угля биотопливом вполне работоспособна. Газификационная установка Vaskiluoto гармонично встроена в систему энергоблока с угольным котлом, и практически единственным узлом, который пришлось модернизировать при переходе на совместное сжигание, были исходные пылеугольные горелки.

Система газификации работала надёжно даже при существенном изменении характеристик поступающего в газогенератор топлива. Наблюдалось заметное снижение выбросов SO_2 и NO_x и, конечно, существенное уменьшение выбросов тепличного газа CO_2 (поскольку биотопливо считается нейтральным в отношении загрязнения атмосферы диоксидом углерода). Ленточная сушилка также показала высокую надёжность даже в периоды поступления древесины с чрезвычайно высокой влажностью.

Список литературы

1. *Ашинянц С. А.* Государства Западной Европы: экономика и энергетика (часть II). – Энергохозяйство за рубежом, 2009, № 6.
2. *Key* world energy statistics. International energy agency, 2008.
3. *Varley J.* Modern power systems, 2011, No. 8.
4. *Skov M.* Modern power systems, 2011, No. 8.
5. *Isaksson J., Tiilikka M.* Operating experience with the world's largest biomass gasifies, report from Vaskiluoto. – Modern power systems, 2014, No. 8.