

УДК 621.438

В.М. КОВЕЦКИЙ, Ю.Ю. КОВЕЦКАЯ (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)

ВОЗМОЖНОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ И УГОЛЬНОГО СИНТЕЗ-ГАЗА В БИНАРНЫХ ГАЗОПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ

Рассмотрены возможности и проблемы использования угля в бинарной газопаротурбинной установке при прямом его сжигании и в виде угольного синтез-газа.

Поиски наиболее термодинамически эффективных и экономически выгодных технологических схем использования (сжигания) твердых видов топлива (углей) в энергетике на ТЭС и ТЭЦ ведутся не одно десятилетие. В настоящее время сформировались три технологические схемы, позволяющие использовать теплоту сгорания углей в бинарных газопаротурбинных установках (ПГУ). Это использование:

– топки с пузырьковым кипящим слоем под давлением (КСД) в качестве камеры сгорания газотурбинной установки [1];

– топок с циркулирующим кипящим слоем под давлением (ЦКСД) в том же качестве [2];

– генераторного газа (угольного синтез-газа), получаемого в установках газификации углей для сжигания в камерах сгорания газотурбинных установок (ГТУ) [3].

В этих технологических схемах нет возможности осуществить принцип, доминирующий в современной теплоэнергетике: в топках котлов должны сжигаться все виды первичных энергоносителей, не нашедших использования в других отраслях промышленности, с наименьшим воздействием на окружающую среду. При применении любой из них возникает необходимость использования углей с максимальной теплотой сгорания, как можно меньшим содержанием серы, ванадия и негорючих остатков (золы) и максимально большим выходом летучих сгораемых веществ.

Эти условия продиктованы высокими требованиями к качеству рабочей среды, поступающей на лопатки газовой турбины [4], а именно:

– запыленность потока золой не должна превышать 0,02%, поскольку при больших значениях происходит рост эрозионного износа входных кромок лопаток газовой турбины и ухудшение их аэродинамики, а также снижение эффективности лабиринтовых концевых уплотнений между корпусом и ротором турбины;

– содержание ванадия в виде V_2O_5 не должно превышать 0,0007%, поскольку, начиная с температуры 620°C, на лопатках возникает высокотемпературная ванадиевая коррозия, возрастающая

по мере роста температуры газов, а начиная с 800°C, нет сталей и сплавов на основе железа, противостоящих этому виду коррозии;

– сернистость в виде SO_2 не должна превышать 3,0%, поскольку в местах газового тракта, где температура среды может снизиться ниже точки росы, возникает низкотемпературная сернистая коррозия.

Следует отметить, что по данным [8], содержание ванадия в украинских углях в среднем составляет 0,002% и значительно превышает допустимое значение 0,0007%. Для жидких топлив разработана и внедрена технология его очистки от ванадия и серы для получения "газотурбинного жидкого топлива". Для твердых топлив такой технологии в промышленных масштабах нет. Так как химический состав примеси в угле различных месторождений может значительно отличаться, то необходимо создавать систему непрерывного автоматического контроля по ванадию и сере поступающих на сжигание углей.

Для улучшения качества угля можно воспользоваться технологией обогащения Гравимелт [9]. Она позволяет увеличить теплоту сгорания угля в пылевидном состоянии с 16,3 МДж/кг (3890 ккал/кг) до 29 МДж/кг (6920 ккал/кг) и уменьшить содержание серы до 0,1-0,3%, золы – до 0,3-1%. В основе этого процесса лежит использование расплавленной каустической соды NaOH как основного реагента. Производительность установки с технологией Гравимелт оценивается в 3,3 млн т/год обогащенного угля. При стоимости исходного угля 25 долл./т стоимость готового продукта оценивается в 69 долл./т. Такой метод обогащения угля увеличивает стоимость вырабатываемой электроэнергии на 1,66 цента/кВт.ч, в то время как установка мокрой известковой сероочистки на энергоблоке 250-350 МВт(э) увеличивает стоимость электроэнергии на 1,4-2,7 цента/кВт.ч в зависимости от технологической схемы.

Признанным лидером в использовании топков с КСД в качестве камер сгорания ГТУ является фирма "ABB Carbon" [1]. Кроме "ABB Carbon", над этой технологической схемой работают фир-

мы "Штейнмюллер", "Хитачи", "Митсубиси". Технология "ABB Carbon", представленная на рис. 1, разработана для сжигания в топках с КСД малозольных битуминизированных углей, бурых углей и лигнитов (теплота сгорания – от 22,2 МДж/кг (5300 ккал/кг) до 6,7 МДж/кг (1600 ккал/кг), выход летучих – от 90 до 55%).

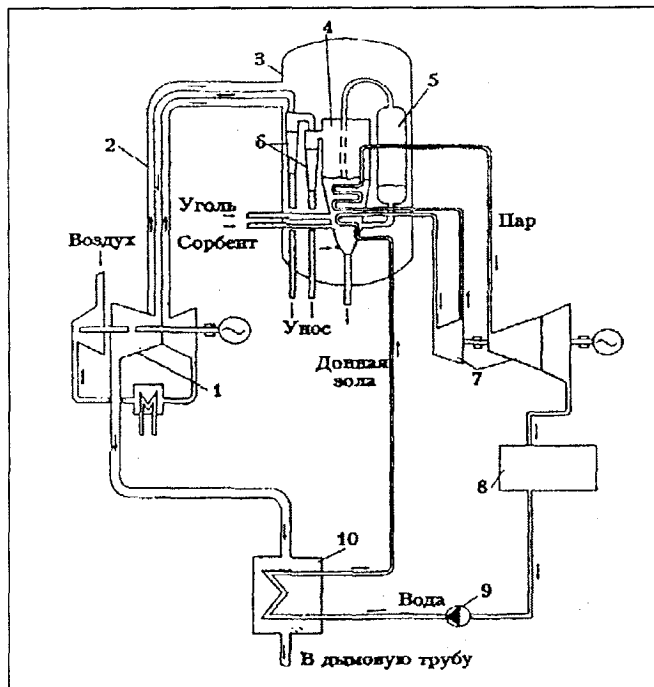


Рис. 1

Топливо (уголь) одновременно с сорбентом (доломит или известняк) подается в топку 4 КСД для сжигания под давлением до 1,6 МПа. Продукты сгорания с температурой 850°C после очистки в мультициклоне 6 от золы на 99% подаются по коаксиальному трубопроводу 2 на газотурбинную установку 1. Газотурбинная установка 1 состоит из газовой турбины, двухкорпусного воздушного компрессора и промежуточного охладителя сжатого воздуха. Одновременно в теплообменных поверхностях топки нагревается питательная вода, подаваемая насосом 9 через экономайзер 10, и генерируется пар для паротурбинной установки 7. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе 8. Газовая турбина является приводом своего электрогенератора и воздушно-го компрессора, обеспечивающего сжатым воздухом камеру сгорания газовой турбины, "ожижение" инертной массы кипящего слоя и устойчивое горение топлива на ее поверхности. Внутри внешнего силового корпуса повышенного давления 3 размещены:

– расширяющаяся топка с дутьевой решеткой, инертным материалом кипящего слоя и поверхностями нагрева пароводяной среды;

– емкости – накопители 5 инертного материала кипящего слоя;

– мультициклон для очистки продуктов горения от золы.

Расширяющаяся форма топки и емкости-накопители обеспечивают возможность изменения и удержания выбранного уровня тепловой мощности топки при небольшом изменении температуры газов перед газовой турбиной (840-850°C) за счет изменения высоты и температуры кипящего слоя по заданной закономерности.

Низкий уровень температур рабочей среды перед газовой турбиной (850°C) приводит к КПД ГТУ 26-27% (современные газотурбинные установки обладают КПД до 40%). Рассматриваемая газопаротурбинная установка имеет КПД 41-43% (современная ПГУ на природном газе – до 55%). Такое низкое значение термодинамического КПД установки обусловлено как низким КПД газовой турбины, так и использованием острого пара одного уровня параметров без промежуточного перегрева. В результате на ГТУ приходится 20% общей мощности ПГУ.

В последнее время [5] на двух установках этого типа для более тонкой очистки продуктов сгорания от тонких фракций золы после мультициклона перед газовой турбиной устанавливают керамические фильтры. По данной технологии в мире построено пять энергетических установок. Полные удельные капитальные затраты на сооружение одной установки составляют 1000-1210 долл./кВт в зависимости от сложности технологической схемы, параметров пара и общей электрической мощности [6].

Разработка технологических схем использования топок с циркулирующим кипящим слоем под давлением (ЦКСД) в бинарных газопаротурбинных установках ведется фирмами "Фостер Уиллер" и "Циркофлюид" [7]. В технологической схеме "Циркофлюид" применена двухзонная топка ЦКСД с расширяющейся нижней зоной горения в кипящем слое и верхней – без теплообменных поверхностей нагрева воды и пара. Кроме топки, в силовой корпус с давлением до 1,4 МПа заключены высокотемпературные фильтры золоочистки (эффективность до 5 мг/нм³) и золовой пароперегреватель.

Горячие, очищенные от пыли дымовые газы под давлением из топки ЦКСД направляются в газовую турбину. Эта часть технологической схемы может повторять решение технологии "ABB Carbon" [1] или "Пирофлю" [7]. Топка ЦКСД этой схемы рассчитана на сжигание каменного и

бурого угля (теплота стгорання – от 17,8 МДж/кг (4240 ккал/кг) до 8,8 МДж/кг (2090 ккал/кг), виход летучих – от 44 до 65%). Мощність ГТУ сос­тавляє 20% общої мощності устано­вки. При температурі газу перед газовою турбиною 850°C і параметрах перегрето­го пара перед паровою тур­биною – 14,5 МПа і 535°C, очікуваний розрахунковий ККД технологічної схеми "Циркофлюид" – 38%. При підвищенні параметрів пара до сверхкритических значень с температурою 600°C очікується ККД до 46% [2]. Повні удельні капітальні затрати на сооруже­ние одной устано­вки сос­тавляють 1340-1370 долл./кВт [6].

Разогрев кипящего слоя из "холодного" сос­тояния в обо­их технологіческих схемах, виход на рабочие параметры рабочих сред и другие пус­ковые операции до вклю­чения в енергосистему в сумме занимают около 8-10 часов. В связи с этим, данные технологіческие устано­вки нельзя отнести к мобильным. В обо­их технологіческих схе­мах в потоке выхлопных газов за газотурбинной устано­вкой содержится: оксидов серы 300 мг/нм³, оксидов азота 300 мг/нм³, оксидов угле­рода 250 мг/нм³. Основные преимущества ука­занных технологіческих схем заключаются в:

- отсутствию габаритных азото- и сероочи­стных устано­вок дымовых газов;
- компактности и малой металлоемкости топ­ков КСД и ЦКСД по сравнению с камерными топками пылеугольных котлов;
- возможности уменьшить котельную ячейку энергоблоков равной электрической мощ­ности по высоте в 1,6 раза, по площади в девять раз [2] с одновременным выносом в отдельное здание систем подготовки угля и сорбента.

Целесообразность применения в тепловой энергетике третьей технологіческой схемы с использованием угольного синтез-газа определяется, прежде всего, конъюнктурой цен на уголь и природный газ. В Украине в 1993 году природный газ, в пересчёте на теплоту стгорания условного топлива в 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг), был дороже угля в 1,3 раза. В 2001 году эта разница достигла 2,1-2,3 раза. Так как энергетические устано­вки проектируются на нормируемые 30 лет непрерывной работы, говорить о конкурентоспо­собности использования угольного синтез-газа в ПГУ в течение этого периода затруднительно.

В странах, не имеющих месторождений при­родного газа или добывающих его в малых коли­чествах, пришли к промышленному использо­ванию газификации угля (к примеру в ЮАР) либо осваивают промышленное использование данной

технологии, как, скажем в Индии или Китае. В Англии, США, Японии газификационные техно­логии представлены опытно-промышленными образцами и демонстрационными устано­вками. В странах, обладающих мощными месторождениями природного газа (Россия) или имеющих мощ­ную систему магистральных газопроводов с под­земными газохранилищами (Украина), угольный синтез-газ не нашёл широкого спроса, и работы над газификационными устано­вками не вышли за пределы опытно-лабораторных образцов.

Получаемый на газификационных устано­вках угольный синтез-газ используется в виде сы­рья для производства метанола, аммиака, мотор­ного и бытового топлива и жидких углеводоро­дов, а также в металлургии – для обогащения доменного газа.

В работах [3, 10, 11] рассмотрено около 25 технологіческих схем газификационных устано­вок разных стран мира, различающихся: по техно­логии (в стационарном или кипящем слое, в пылевом потоке), по давлению (от 0,1 до 10 МПа), по составу сред дутья (воздух, пар, кисло­род, водород) и по их сочетанию. Приводятся также данные о термодинамическом ККД уста­новок, удельной газопроизводительности и эф­фективности, теплоте стгорания и химическом составе угольного синтез-газа. Для оценки воз­можностей использования угольного синтез-газа в ПГУ целесообразно классифицировать его по теплоте стгорания на низко-, средне- и высокока­лорийный по сравнению с природным газом, калорийность которого 31-35,9 МДж/нм³ (7400-8570 ккал/нм³).

Низкокалорийный угольный синтез-газ с теп­лотой стгорания 1,0-5,5 МДж/нм³ (239-1300 ккал/нм³) получают в газификаторах со стацио­нарным или кипящим слоем и в пылевом потоке с дутьём воздухом, паром или кислородом при давлении от 0,1 до 4,0 МПа. Удельная газопроиз­водительность этих устано­вок – от 600 до 2550 нм³/т с эффективностью от 77 до 90%. Эти газификационные устано­вки представлены опытно-промышленными образцами, обладающими тер­мическим ККД от 73 до 92,2% и работающими на бурых и каменных углях всех марок. При равной мощ­ности и температурах рабочего тела перед и за газовой турбиной использование такого уголь­ного синтез-газа вместо природного потребует увеличения габаритов камер стгорания и проточ­ной части газовой турбины в 7-31 раз. По этой причине, данные технологии не представляют интереса для энергетических ПГУ.

Наибольшее количество опытных и промышленных газификационных установок, обладающих термодинамическим КПД от 75 до 93%, разработаны и эксплуатируются для получения угольного синтез-газа средней калорийности $9,4\text{--}15\text{ МДж/нм}^3$ ($2240\text{--}3580\text{ ккал/нм}^3$) при давлении от 0,1 до 10 МПа с дутьём кислородом, паром и водородом. Удельная газопроизводительность от 810 до $2340\text{ нм}^3/\text{т}$, эффективность от 57 до 80% при газификации бурых и каменных углей всех марок. При вышеупомянутых условиях замена природного газа на среднекалорийный угольный синтез-газ потребует увеличения габаритов камер сгорания и проточной части газовой турбины в 2,4–3,5 раза. При сохранении существующих камер сгорания и газовых турбин выполнение вышеупомянутых условий потребует такого же увеличения расхода угольного синтез-газа, что приведёт к ухудшению КПД ГТУ из-за возросших аэродинамических потерь в камерах сгорания и проточной части газовой турбины. Отсюда возникает проблема, связанная с необходимостью создания нового поколения газовых турбин повышенной металлоёмкости с максимальной эффективностью.

Высококалорийный угольный синтез-газ с теплотой сгорания $27\text{--}34\text{ МДж/нм}^3$ ($6444\text{--}8114\text{ ккал/нм}^3$) получен из каменного угля всех марок на лабораторной установке в пылевом потоке на водородном дутье при давлении 7,0–15 МПа. Использование такого угольного синтез-газа позволяет решить эту проблему путём полного замещения природного газа без изменения конструкции газовых турбин и их эффективности.

Следующей проблемой внедрения в тепловую энергетику угольного синтез-газа является необходимость подачи в дутьё наряду с паром или воздухом кислорода или водорода для получения средне и высококалорийного угольного синтез-газа, что требует применения воздуходелительной установки. Это ведёт к усложнению и удорожанию технологии газификации [11].

Кроме названных проблем получения и использования угольного синтез-газа в энергетических установках необходимо учитывать проблемы, рассмотренные ранее в технологиях ПГУ с КДС и ЦКДС.

Одной из практических разработок использования газификационной установки угля в энергетике является проект немецкой фирмы Siemens, представленный на рис. 2 [12,13].

Процесс газификации угольной пыли в потоке с парокислородным дутьём при давлении до 2,4 МПа, расходе кислорода (чистотой 99%) на

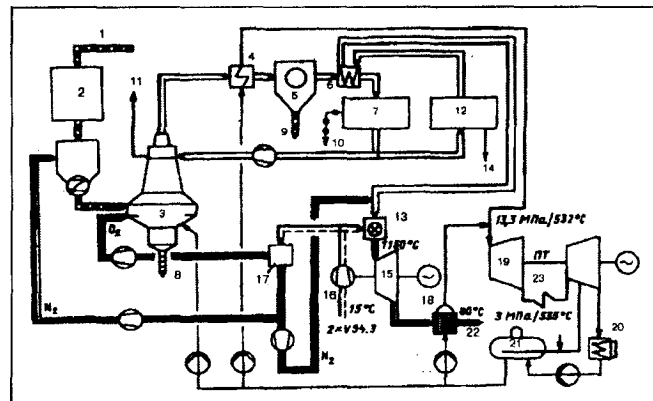


Рис. 2.

горючую массу – 0,91 кг/кг и пара – 0,14 кг/кг осуществляется по технологии Prenflo. Угольное топливо 1 подаётся на размол и сушку 2 и далее азотом в поточный газификатор 3. Из него выводится угольный синтез-газ через парогенератор 4 на мультициклоны пылеочистки 5. Далее он, охлаждённый в теплообменнике 6, поступает на промывку в скруббер 7. Зола из газификатора 8 и мультициклона 9 и золовой дренаж скруббера 10 сбрасывается в золоотвал. В случае роста давления в топке газогенератора более расчётного значения, угольный синтез-газ сбрасывается в атмосферу 11. Обеспыленный и охлаждённый угольный синтез-газ может быть направлен (в зависимости от режима работы газификатора) обратно в его топку или на газоочистку 12, после чего поступает в камеру сгорания ГТУ 13. Продукты газоочистки 14 отправляются на товарное использование. Газовая турбина 15 является приводом своего электрогенератора и воздушного компрессора, который всасывает воздух (поток 16) и подаёт его в камеру сгорания 13, а также воздуходелительную установку 17.

Воздухоразделительная установка обеспечивает кислородом газификатор. Азот от воздуходелительной установки подводится в систему подачи угля в газификатор и в очищенный угольный синтез-газ для изменения его калорийности перед камерой сгорания. Тепло выхлопных газов ГТУ используется в котле-утилизаторе 18 для генерирования пара одного давления, поступающего на паровую турбину 19, являющейся приводом своего электрогенератора. Одновременно на паровую турбину поступает пар от парогенератора 4, использующего теплоту горячего синтез-газа после газификатора. Сконденсированный в конденсаторе пар после деаэрации подаётся самостоятельными питательными насосами в котёл-утилизатор, парогенератор и в газификатор для организации парокислородного дутья. Отработанные газы ГТУ после котла-утилизатора сбрасываются

в атмосферу 22. Поверхности промежуточного перегрева пара паровой турбины 19 размещены в парогенераторе 4.

По рассмотренной технологической схеме фирма Siemens спроектировала бинарную газопаротурбинную установку общей установленной мощностью (брутто) 600 МВт(э) [13]. Предусмотрена установка двух ГТУ типа V94.3 мощностью 222 МВт(э) [15], которые имеют КПД 36% при температуре рабочей среды перед газовой турбиной – 1150°C и 550°C – за ней в случае сжигания природного газа. При сжигании угольного синтез-газа эта газовая турбина по проекту должна иметь мощность 179 МВт(э). Для того, чтобы повысить мощность ГТУ до этого значения при тех же температурах в случае сжигания среднекалорийного угольного синтез-газа, необходимо увеличить его расход, что связано с ростом аэродинамических потерь проточной части и уменьшением КПД. Несмотря на то что мощность ГТУ составляет 60% от общей мощности ПГУ, подвод дополнительного тепла к паровой турбине в виде "острого" и промежуточного перегретого пара помимо ГТУ снижает общий КПД установки до 44,3%.

В проекте фирмы Siemens обращают на себя внимание следующие технические решения:

- применение малотоксичных горелок позволяет ожидать концентрацию NO_x в выхлопных газах ГТУ равной 20 ppm (41 мг/м³) и CO – 10 ppm (21 мг/м³);

- температура "острого" пара на паровую турбину от котла-утилизатора – 532°C, несмотря на высокую температуру выхлопных газов – 550°C, обусловлена необходимостью поддержания температурного напора не менее 18°C;

- относительно небольшой расход электроэнергии на собственные нужды – 32,7 МВт(э), или 5,45%, несмотря на возросшее количество питательных насосов и газодувок.

Разработанная ЭНИН им. Г.М. Кржижановского (Россия) ПГУ мощностью 500 МВт(э) [14], сжигающая угольный синтез-газ и предложенная в программу "чистых" угольных технологий ТЭС, структурно не отличается от ранее рассмотренной технологической схемы фирмы Siemens. Основные технические различия между этими схемами состоят в:

- использовании вновь разрабатываемого газификатора поточного типа с кислородным дутьём атмосферного давления;

- применении воздуходелительной установки, укомплектованной собственными воздушными компрессорами с электроприводом;

- установке дожимных электроприводных газовых компрессоров с охладителями сжатого газа (с 495 до 40°C);

- в комплектации ГТУ котлом-утилизатором двух давлений – высокого 6,5 МПа и низкого 0,65 МПа;

- в установке двухцилиндровой (ЦВД и ЦНД) паровой турбины с подводом пара двух давлений.

ПГУ общей мощностью 500 МВт(э) комплектуется тремя ГТУ типа ГТЭ-115 электрической мощностью по 115 МВт при сжигании природного газа и паровой конденсационной турбиной двух давлений мощностью 200 МВт(э). Общий КПД нетто установки равен 40,3% [14]. Столь низкий термодинамический КПД ПГУ обусловлен теми же причинами, что и в технологической схеме фирмы Siemens.

По данным [10], ПГУ, сжигающие угольный синтез-газ по технологической схеме, аналогичной ЭНИН, имеют наибольший расход электроэнергии на собственные нужды среди всех разновидностей ТЭС – 12,6%. Из них 10,2% приходится на электропривод воздушных компрессоров, воздуходелительной установки и на дожимные газовые компрессоры, 1,4% – на систему подачи топлива в газификационную установку и 1% – на остальное вспомогательное оборудование.

В проекте ЭНИН ожидается, что выбросы NO_x в атмосферу не превысят 50 мг/м³ в результате впрыска пара в камеры сгорания ГТУ, SO_2 – не более 45 мг/м³, а летучей золы после очистки – до 50 мг/м³.

По данным [12], надёжность основных систем рассмотренных выше технологических схем ПГУ, работающих на угольном синтез-газе, составляет:

- газификационной установки: 60,4-88,4%, в среднем – 74,4%;

- воздуходелительной установки: 91,1-99,0%, в среднем – 95,0%;

- газопаротурбинной установки: 80,8-98,2 %, в среднем – 89,5%.

Полные капитальные затраты ПГУ, сжигающей угольный синтез-газ средней калорийности, составляют 1300-1700 долл./кВт в зависимости от особенностей технологической схемы [6, 10].

Выводы

1. С технических позиций, наиболее сложной является третья технология, использующая угольный синтез-газ в бинарной газопаротурбинной установке, требующей разрешения ряда проблем: от конъюнктуры цен на топливо, качества угля и ванадиевой коррозии до создания нового поколения высокоэффективных газотур-

бинных установок или промышленных газификационных установок получения угольного синтез-газа, близкого по теплоте сгорания к природному газу. Все три технологии использования угля в ПГУ уступают по термодинамическому КПД аналогичной на природном газе.

2. С эксплуатационных позиций ни одну из трёх рассмотренных технологий нельзя признать высококапитальной, обладающей малым расходом электроэнергии на собственные нужды, относительно простотой в управлении, контроле, защите и высокой степенью надёжности установки.

3. С экологических позиций наименьшее воздействие на атмосферу (выбросы NO_x , SO_2 , CO_2 ,

летучей золы), на почву (золошлаковые отвалы) и воду (нагрев конечного поглотителя тепла) оказывает третья технология с использованием угольного синтез-газа.

4. С экономических позиций все три технологии по полным капитальным затратам не могут конкурировать с ПГУ на природном газе, имеющей удельные капитальные затраты – 430-950 долл./кВт. Только первая технология по удельным капитальным затратам (1000-1300 долл./кВт) сопоставима с ТЭС, оснащёнными камерными пылеугольными котлами с пыле- и сероочисткой и паровыми турбинами (1130-1650 долл./кВт).

1. Корчевой Ю.П., Кузьменко Б.В., Майстренко А.Ю. *Современные угольные энерготехнологии*. – К.: Украинский дом экономических и научно-технических знаний, 1998. – 63 с.

2. Тумановский А.Г., Белов С.Ю. *Повышение экономичности тепловых электростанций на буром угле в Германии // Теплоэнергетика*. – 1996. – №2. – С. 74-77.

3. Корчевой Ю.П., Волковинский В.А., Майстренко А.Ю. *Перспективы применения парогазовых установок с внутрицикловой газификацией углей*. – К.: Общество "Знание", 1992. – 51 с.

4. ВНИИПИ Энергопром НПО ЦКТИ. *Разработка предложений по созданию отопительных и промышленных парогазовых ТЭЦ*. – Ленинград, 1978. – №25713/0-9939. – 376 с.

5. Майстренко А.Ю. *Основные закономерности горения и газификации высокозольных углей в различных модификациях кипящего слоя // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук*. – К., 1999. – 469 с.

6. Саламов А.А. *Удельные капитальные затраты на сооружение ТЭС за рубежом // Теплоэнергетика*. – 1997. – №2. – С. 76-79.

7. Ковецкий В.М., Подвысоцкий А.М., Шрайбер А.А. *Об основных направлениях модернизации и реконструкции энергоблоков ТЭС Украины // Проблемы загальної енергетики*. – 2000. – №3. – С. 16-25.

8. Степанов А.Е., Рублевский Н.Т. *Содержание радиоактивных примесей в ископаемых углях Украины // Проблемы загальної енергетики*. – 2000. – №3. – С. 66-68.

9. Хардгроу Д., Майерс Р.А., Котлер В.Р. *Получение экологически чистого топлива из низкосортного угля по методу Гравимелт // Электрические станции*. – 1994. – №6.

10. Майстренко А.Ю., Дудник А.Н., Яцкевич С.В. *Технологии газификации углей для парогазовых установок*. – К.: Общество "Знание", Украинский дом экономических и научно-технических знаний, 1998. – 68 с.

11. Брандт Х., Шингнитц М., Гудымов Э.А., Соляков В.К., Федотов В.Г. *Процесс ГСП – высокопроизводительный способ газификации угольной пыли в энергетике // Теплоэнергетика*. – 1988. – №8. – С. 74-76.

12. Ольховский Г.Г., Березец П.А. *Парогазовые установки с газификацией угля в пылегазовом потоке // Энергетическое хозяйство за рубежом*. – 1991. – №5. – С. 1-10.

13. Шуленберг Т., Янсен М., Валдингер М. *Новая серия газовых турбин // Теплоэнергетика*. – 1992. – №6. – С. 65-74.

14. Богачева Т.М., Петухов В.И. *Экологические показатели энергоблока с модулем кислородной газификации пылеугольного топлива и ПГУ // Электрические станции*. – 1996. – №11. – С. 32-36.

15. Беккер Б., Финк Г.Х. *Газовые турбины типового ряда ЗА сочетают испытанные на практике и новые технологии KWUc "ноу-хау" авиационных двигателей*. – Siemens power journal. Специальное издание. – 1996. – С. 5-9.