

Научная статья

УДК 620.4

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31104>



А.Н. Рогалев, В.О. Киндра, И.И. Комаров,
О.В. Злышко, Д.С. Ковалев ✉

Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), Москва, Россия

✉ kov-d-s@mail.ru

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ТРИНАРНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С МИНИМАЛЬНЫМИ ВЫБРОСАМИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Аннотация. На сегодняшний день большая часть электрической энергии в мире генерируется за счет сжигания углеводородного топлива, что обуславливает значительные выбросы вредных веществ в атмосферу тепловыми электрическими станциями (ТЭС). В мировой практике на энергетических объектах успешно применяются системы очистки дымовых газов от оксидов азота, серы и золы, однако уменьшение выбросов углекислого газа на ТЭС до сих пор затруднено по технико-экономическим причинам. Так, внедрение систем улавливания углекислого газа на современных энергетических станциях сопровождается снижением КПД нетто на 8–12%, что обуславливает высокую актуальность разработки способов повышения энергетической эффективности современных экологически безопасных энергоблоков. Цель работы заключается в разработке и исследовании парогазовых установок (ПГУ) с интегрированной установкой паровой конверсии метана с минимальными выбросами вредных веществ. В настоящей работе в ходе исследований было выявлено, что КПД нетто бинарной ПГУ с интегрированной технологией post-combustion capture равна 39,10%, бинарной ПГУ с интегрированной технологией pre-combustion capture – 40,26%, тринарной ПГУ с интегрированной технологией post-combustion capture – 40,35% и тринарной ПГУ с интегрированной технологией pre-combustion capture – 41,62%. Наибольшая эффективность тринарной ПГУ с интегрированной технологией pre-combustion capture обусловлена снижением затраты энергии на улавливание углекислого газа на 5,67 МВт относительно ПГУ с интегрированной технологией post-combustion capture и ростом эффективности пароводяного контура ПГУ на 3,09% относительно бинарных циклов.

Ключевые слова: парогазовые установки, паровая конверсия метана, термодинамический анализ, тепловые схемы, энергетическая эффективность.

Благодарности: Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания «Формирование научных основ создания неводородных углеродно-нейтральных и водородных энергетических комплексов» (FSWF-2023-0014, соглашение № 075-03-2023-383 от 18.01.2023).

Для цитирования:

Рогалев А.Н., Киндра В.О., Комаров И.И., и др. Разработка технологической схемы тринарной энергетической установки с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу // Глобальная энергия. 2025. Т. 31, № 1. С. 59–78. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31104>



A.N. Rogalev, V.O. Kindra, I.I. Komarov,
O.V. Zlyvko, D.S. Kovalev ✉

National Research University "Moscow Power Engineering Institute",
Moscow, Russia

✉ kov-d-s@mail.ru

DEVELOPMENT OF A PROCESS FLOW DIAGRAM FOR A TRINARY POWER PLANT WITH MINIMAL EMISSIONS OF HARMFUL SUBSTANCES INTO THE ATMOSPHERE

Abstract. Today, most of the world's electric energy is generated by burning hydrocarbon fuels, which causes significant emissions of harmful substances into the atmosphere by thermal power plants (TPP). In world practice, power facilities successfully use systems for cleaning flue gas from nitrogen oxides, sulfur and ash, but reducing carbon dioxide emissions at TPP is still difficult for technical and economic reasons. Thus, the introduction of carbon dioxide capture systems at modern power plants is accompanied by a decrease in net efficiency by 8–12%, which determines the high relevance of developing methods for increasing the energy efficiency of modern environmentally friendly power units. The purpose of the work is to develop and study combined-cycle power plants with an integrated steam methane reforming unit with minimal emissions of harmful substances. In the present work, the research revealed that the net efficiency of a binary CCGT with integrated post-combustion capture technology is 39.10%, binary CCGT with integrated pre-combustion capture technology— 40.26%, trinary CCGT with integrated post-combustion capture technology— 40.35% and a trinary CCGT with integrated pre-combustion capture technology— 41.62%. The highest efficiency of a trinary CCGT with integrated pre-combustion capture technology is due to a decrease in energy costs for carbon dioxide capture by 5.67 MW relative to CCGT with integrated post-combustion capture technology, and an increase in the efficiency of the CCGT steam-water circuit by 3.09% relative to binary cycles.

Keywords: combined cycle plants, steam methane reforming, thermodynamic analysis, thermal schemes, energy efficiency.

Acknowledgements: The research was partially financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the framework of the state assignment "Formation of the scientific basis for the creation of non-hydrogen carbon-neutral and hydrogen energy complexes" (FSWF-2023-0014, agreement No. 075-03-2023-383 dated 01/18/2023).

Citation:

Rogalev A.N., Kindra V.O., Komarov I.I., et al., Development of a process flow diagram for a trinary power plant with minimal emissions of harmful substances into the atmosphere, *Global Energy*, 31 (01) (2025) 59–78, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.31104>

Введение

Проблема повышения энергетической эффективности и экологической безопасности производства электроэнергии на парогазовых установках

Мировое сообщество последние десятилетия уделяет повышенное внимание вопросам сокращения выбросов токсичных веществ и углекислого газа в атмосферу экономическим сектором [1, 2]. Для повышения экологической безопасности современных предприятий активно ведутся исследования и разработки новых технологий предотвращения образования и улавливания вредных выбросов. Однако, несмотря на определенные успехи в реализации способов уменьшения выбросов оксидов азота, серы и золы [3, 4], уменьшение выбросов углекислого газа в промышленности до сих пор затруднено по технико-экономическим причинам.

Энергетический сектор является одним из главных источников выбросов парниковых газов. К примеру, по последним данным в Российской Федерации на выработку электрической и тепловой энергии приходится 34,7% от всех антропогенных выбросов углекислого газа в атмосферу, что обуславливает крайнюю актуальность повышения экологической безопасности на тепловых электрических станциях (ТЭС) [5].

В тепловой энергетике применяются паротурбинные (ПТУ), газовые и парогазовые (ПГУ) установки. Согласно статистическим данным [6, 7], в Российской Федерации у парогазовых станций выбросы углекислого газа на 132 гCO₂/кВт меньше, чем у паротурбинных, а КПД нетто выше на 12,9%. Стоит отметить, что применение технологий улавливания диоксида углерода из дымовых газов для перечисленных энергоустановок приведет к существенному снижению их энергетической эффективности на 8–12%. Учитывая важность экономии топлива при производстве электроэнергии, при разработке низкоуглеродных энергетических комплексов целесообразно рассматривать модификации энергоэффективных циклов Брайтона–Ренкина [8].

Несмотря на то, что КПД ПГУ достигает рекордных значений, потенциал повышения их энергоэффективности существенный. В частности, возможна дополнительная выработка электрической энергии за счет утилизации теплоты дымовых газов в органическом цикле Ренкина (ОЦР). Рабочей средой для данных циклов служит низкокипящий теплоноситель с критической температурой от 30°C до 290°C. Однако из-за низкого теплового потенциала сбросной теплоты энергетическая эффективность ОЦР не превышает 15%, что дает прирост КПД нетто тринарной ПГУ не более 2–3% [8–10].

Способы улавливания углекислого газа на тепловых станциях

Для минимизации энергетических затрат на собственные нужды (СН) бинарных и тринарных ПГУ требуется разработать высокоэффективные способы улавливания углекислого газа. В настоящее время при производстве электроэнергии применяют два основных способа снижения выбросов диоксида углерода: до и после сжигания топлива (pre- и post-combustion capture соответственно) [12].

Улавливание CO₂ после сжигания топлива осуществляется из дымовых газов с помощью специальных устройств. Данный способ является наиболее распространенным в современной тепловой энергетике ввиду технологической простоты и малой стоимости осуществления процесса удаления углекислого газа. В настоящее время активно применяются криогенные, мембранные и абсорбционные методы улавливания углекислого газа [13].

Стоит отметить, что рассматриваемые технологии разделения газовой смеси обладают рядом достоинств и недостатков, однако из-за высокой степени улавливания (88–98%) и невысоких затрат энергии на СН (4–6 МДж/кг·CO₂) наиболее энергетически и экологически эффективной технологией post-combustion capture является установка моноэтаноламиновой очистки (МЭА) уходящих газов [14–16]. Результаты сравнения представлены в табл. 1.

Одним из перспективных способов сокращения выбросов CO₂ является его удаление из состава топлива (угля, нефти или природного газа) до сжигания, в результате которого в качестве конечного топлива выступает водород [12]. Для улавливания углекислого газа до сжигания топлива используются такие способы производства водородного топлива, как электролиз и пиролиз воды, паровая конверсия метана (ПКМ), автотермический риформинг метана или крекинг метана.

В настоящее время наиболее эффективной и дешевой технологией производства водородного топлива является установка ПКМ [17–19]. Процесс риформинга пара протекает в установке ПКМ при высоких температурах (650–900°C) и умеренных давлениях (1,5–2 кгс/см²) парометанной смеси. В ходе эндотермической реакции метана и пара образуется синтез-газ, который в дальнейшем направляет в адсорбер переменного давления для разделения углекислотной и водородной среды.

Таблица 1

Сравнение энергетических и экологических характеристик технологий улавливания CO₂ после сжигания топлива

Table 1

Comparison of energy and environmental characteristics of post-combustion CO₂ capture technologies

Параметр	Метод улавливания CO ₂		
	Абсорбция	Мембраны	Криогенное разделение
Затраты энергии, МДж/кгCO ₂	4–6	0,5–6	6–10
Степень улавливания CO ₂ , %	88–98	80–90	>95

Современное состояние парогазовых энергетических циклов с интегрированными установками паровой конверсии метана

Существует множество научных работ, посвященных разработке бинарных парогазовых циклов с интегрированной установкой ПКМ [20–24]. К примеру, в статье [21] для генерации электроэнергии и водородного топлива авторами была рассмотрена ПГУ с интегрированной установкой ПКМ, которая встроена в газоздушный контур на выходе из газовой турбины. С помощью выносной камеры сгорания продукты сгорания нагреваются до температуры 800–1000°C и направляются в риформер. Для уменьшения потерь с уходящими газами ПТУ выполнена без системы регенерации, из-за чего температура уходящих газов равняется 140°C. Коэффициент использования теплоты топлива данной энергоустановки изменяется от 56,2% до 64,1% в зависимости от температуры на входе в газовую турбину, которая изменяется в диапазоне от 1200°C до 1600°C. Стоит отметить, что в данной статье в камере сгорания сжигают водородное топливо, из-за чего продукты сгорания состоят из водяного пара, однако выбросы углекислого газа происходят в установке ПКМ.

Также существует вариант ПГУ с интегрированной установкой ПКМ, где реакции парового сдвига происходят только в высокотемпературном реакторе, а все оставшиеся попутные газы направляются в выносную камеру сгорания. Стоит отметить, что данная технология позволяет частично сократить выбросы углекислого газа за счет очистки дымовых газов с помощью моноэтиламина абсорбции. При совместном производстве водородного топлива и электроэнергии коэффициент использования теплоты разработанного блока варьируется от 57% до 70% [22].

В статьях [23, 24] рассмотрена тепловая схема ПГУ с ПКМ, которая используется только для производства электроэнергии. Сам риформер, как и в статьях, рассмотренных ранее, располагается на выходе из газовой турбины. Водород, произведенный в ПКМ, подводится после абсорбера в камеру сгорания и печь риформера. Стоит отметить, что пар для реакции паровой конверсии отбирается из отбора турбины высокого давления. Избыточное тепло ПКМ утилизируется с помощью подогрева конденсата, который отбирают после конденсатора, до температуры питательной воды. При температуре на выходе из камеры сгорания, равной 1368°C, КПД нетто данной установки равняется 46,1%.

Упомянутые ранее варианты рассматривают только бинарные ПГУ, однако развитая система регенерации пароводяного контура тринарных ПГУ позволит существенно повысить энергетическую эффективность ТЭС. В итоге целью настоящей работы является разработка технологической схемы и математической модели тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ, а также аналитическое сравнение полученных результатов с существующими бинарными установками.

Объект исследований

Для сравнения тринарных и бинарных энергоустановок с технологиями улавливания углекислого газа post- и pre-combustion capture были рассмотрены следующие циклы:

- 1) бинарная ПГУ с МЭА уходящих газов (рис. 1);
- 2) тринарная ПГУ с МЭА уходящих газов (рис. 2);
- 3) бинарная ПГУ с интегрированной установкой ПКМ (рис. 3);
- 4) тринарная ПГУ с интегрированной установкой ПКМ (рис. 4).

Бинарная ПГУ с МЭА уходящих газов, представленная на рис. 1, работает следующим образом. В воздушном компрессоре (К) осуществляется процесс сжатия воздуха. Сжатый в компрессоре воздух подается в камеру сгорания (КС), в которую также с помощью газодожимного компрессора (ГДК) подается метан. В процессе сжигания топлива температура продуктов сгорания достигает 1060°C . Далее дымовые газы расширяются в газовоздушном тракте (ГТ) газовой турбины, лопатки которой охлаждаются с помощью отобранного из К воздуха. Газовая турбина располагается на одном валу с электрогенератором (ЭГ), с помощью которого механическая работа ГТ превращается в электрическую. На выхлопе газовой турбины размещен котел-утилизатор (КУ), пароводяной тракт которого состоит из пароперегревателя (ПП), испарителя (И), барабана (Б), экономайзера (Э) и газового подогревателя конденсата (ГПК). Охлажденные в КУ продукты сгорания направляются в установку с МЭА уходящих газов, после чего сбрасываются в атмосферу. В цилиндре высокого давления (ЦВД) перегревшийся пар совершает полезную работу, после чего поступает в цилиндр низкого давления (ЦНД). В ЦНД часть пара отбирается для подогрева питательной воды в деаэраторе (Д), а другая часть направляется в конденсатор (К-р). После фазового перехода полученный конденсат направляется в конденсатный насос (КН), который повышает давление конденсата до давления пароводяной среды в деаэраторе (Д). Температура на входе в деаэратор поддерживается постоянной за счет насоса рециркуляции (РН). В питательном насосе (ПН) питательная вода сжимается до давления, которое позволит рабочей среде преодолеть пароводяной тракт КУ.

Для сокращения эмиссии углекислого газа традиционно используется схема ПГУ с МЭА уходящих газов. В абсорбционной колонне происходит реакция абсорбции, в ходе которой углекислый газ поглощается моноэтаноламином. В регенерационной колонне с помощью ребойлера подводится тепло для протекания реакции десорбции, в ходе которой образуются насыщенный амин и диоксид углерода, которые направляются на захоронение с помощью многоступенчатого компрессора с промежуточным охлаждением.

Для снижения потерь в конденсаторе и повышения эффективности пароводяного контура в тринарной ПГУ используется развитая система регенерации (рис. 2). С помощью первого и второго подогревателей низкого давления (ПНД-1; ПНД-2) и подогревателя высокого давления (ПВД) повышается температура питательной воды, что позволяет повысить среднеинтегральную температуру подвода теплоты. Эффективность КУ при увеличении температуры питательной воды снижается из-за роста температуры дымовых газов. Теплоту уходящих газов можно полезно утилизировать в низкипящем цикле, который представляет собой цикл Ренкина, работающий на фреоне R-236fa, с рекуперацией тепла.

ОЦР работает следующим образом: горячий поток передает теплоту в утилизаторе и направляется на установку МЭА дымовых газов. Теплота воспринимается рабочим телом цикла, который после нагрева в утилизаторе расширяется в углекислотной турбине (УТ), совершая работу, после чего передает остаточную энергию в рекуператоре и поступает в конденсатор, где, охлаждаясь до линии насыщения и переходя из паровой фазы в жидкую, передает теплоту холодному источнику цикла. Сконденсировавшаяся среда сжимается в углекислотном насосе (УН), нагревается в рекуператоре и поступает в утилизатор. Исходные данные для моделирования бинарного и тринарного цикла представлены в табл. 2.

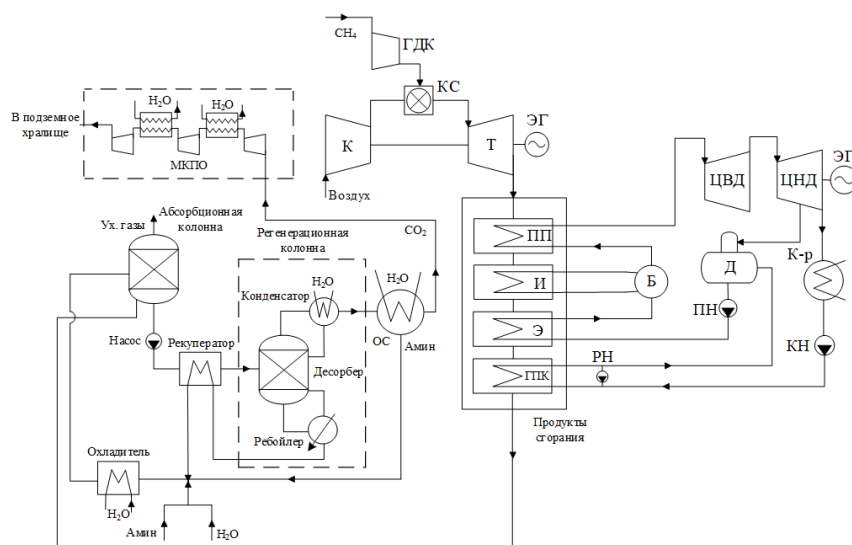


Рис. 1. Бинарная ПГУ с МЭА уходящих газов

Fig. 1. Binary CCGT with mono ethanolamine cleaning of exhaust gases

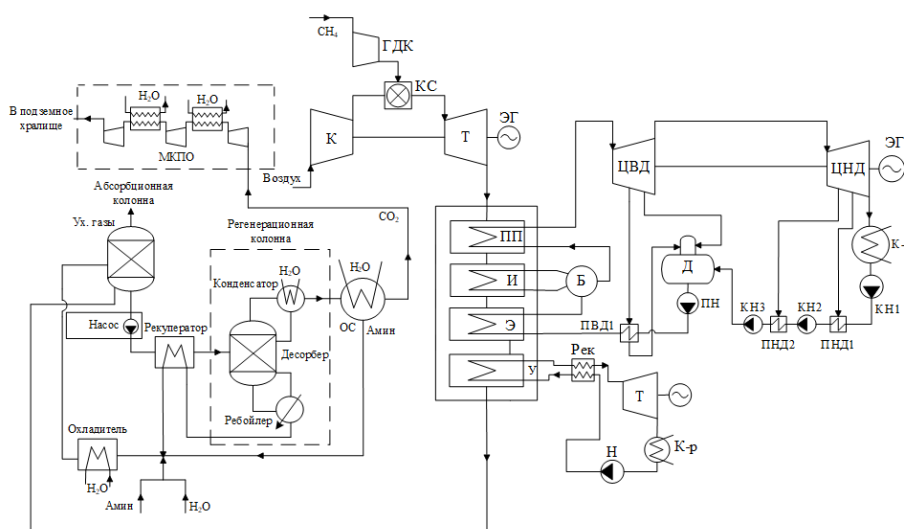


Рис. 2. Тринарная ПГУ с МЭА уходящих газов

Fig. 2. Trinary CCGT unit with monoethanolamine cleaning of exhaust gases

На рис. 3 и 4 представлены технологические схемы бинарных и тринарных энергетических циклов, работающих на водородном топливе. Водород производится с помощью установки ПКМ, риформер которой интегрирован в ГТ ПГУ перед входом в КУ.

Для производства водорода пар отбирается из ЦВД при давлении 2,2 МПа, после чего смешивается с метаном, который предварительно нагрелся до 450°C в высокотемпературном реакторе. Образованный синтез-газ нагревается до температуры 850°C с помощью теплоты, которая образуется при дожигании топлива в водородной печи риформера до температуры 875°C. Далее в высокотемпературном (ВТР) и низкотемпературном (НТР) реакторах повышается содержание H_2 в газовой смеси за счет каталитической реакции монооксида углерода с водяным паром. После

Таблица 2

Исходные данные для моделирования бинарных и тринарных ПГУ

Table 2

Initial data for modeling binary and trinary CCGT

Параметр	Размерность	Значение
Температура окружающей среды	°C	15
Давление окружающей среды	кПа	101,3
Давление продуктов сгорания на входе в ГТ	МПа	1.06
Температура продуктов сгорания на входе в ГТ	°C	1060
Недогрев в ПП	°C	20
Температура пара на выходе из КУ	°C	515
Недогрев на входе в экономайзер/деаэратор/конденсатор	°C	10
Давление в деаэраторе	МПа	0,12
Гидравлические потери в подогревателях	%	5
Внутренний КПД компрессора, питательного, конденсатного, циркуляционного насосов	%	85
Недогрев на горячем конце ПП	°C	20
Степень сухости пара на выходе из турбины	%	90
Механический КПД	%	99
КПД электрогенераторов и электродвигателей	%	99
Внутренний относительный КПД турбины	%	85
Тепловые потери в теплообменных аппаратах	%	1
Степень сухости на выходе из паровой турбины	%	90
Недогрев в подогревателе высокого/низкого давления	°C	1,5/5
Внутренний относительный КПД углекислотного насоса/компрессора	%	85
Рабочая среда ОЦР	—	R236fa
Температура в конденсаторе ОЦР	°C	30

чего, охладившись в теплообменнике-охладителе (ТО), из синтез-газа удаляется влага в охладителе-сепараторе (ОС), отвод теплоты от которого осуществляется за счет прокачки циркуляционной воды. В установку абсорбции (А) направляется синтез-газ, где производится удаление из потока углекислого газа, который направляется на захоронения с помощью многоступенчатого компрессора с промежуточным охлаждением. В итоге на выходе из установки ПКМ получается водород с высокой степенью очистки, который направляется в камеру сгорания и в печь рифомера. Утилизация теплоты из ВТР, НТР и ТО происходит с помощью питательной воды, отобранной после ПН. Пар после ВТР нагревается до температуры 515°C, после чего направляется в ЦВД. Исходные данные для моделирования бинарного и тринарного циклов с интегрированными установками очистки углекислого газа представлены в табл. 3.

Методика термодинамического анализа

Моделирование технологических схем бинарных и тринарных ПГУ с минимальными выбросами углекислого газа производилось с помощью программы Aspen Plus¹, которая нашла широкое

¹ Aspen Plus | Leading Process Simulation Software | AspenTech. Режим доступа: <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspen-plus> (дата обращения: 19.07.2021).

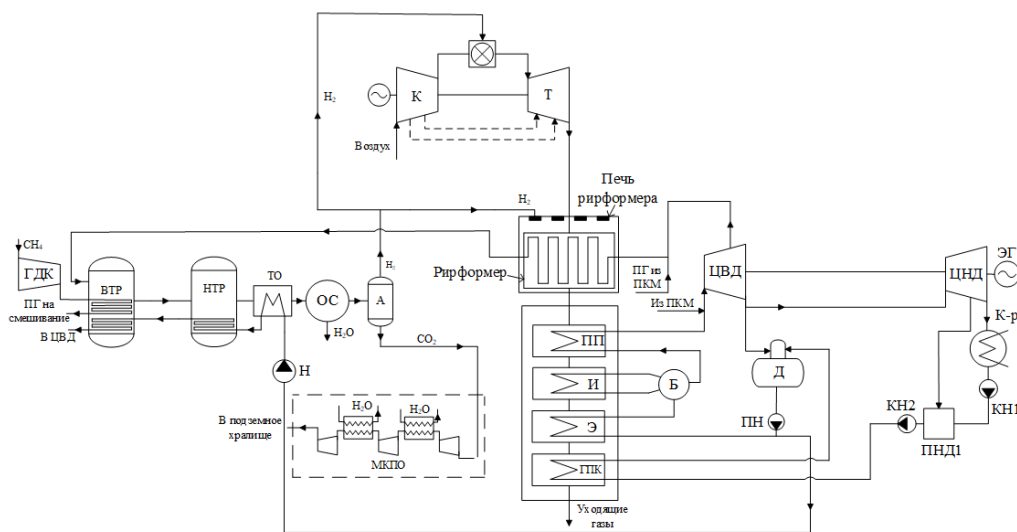


Fig. 3. Binary CCGT with integrated steam methane reforming unit

применение при проведении расчетов процессов в энергетических и нефтехимических комплексах и часто используется при моделировании установок улавливания диоксида углерода. Теплофизические свойства веществ определялись использованием базы данных NIST REFPROP [25].

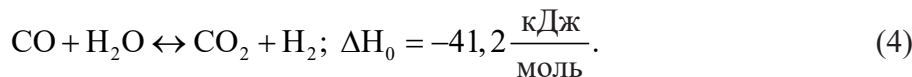
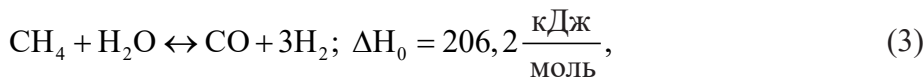
При моделировании тринарных и бинарных ПГУ с улавливанием углекислого газа принимались следующие допущения:

- отсутствие химического недожога при процессе горения топлива;
- отсутствие потерь давления в трубопроводах;
- при горении топлива не образуются оксиды азота.

Процесс горения в камере сгорания и печи риформера протекает исходя из уравнения (1) для метана и уравнения (2) для водорода:



В риформере установки ПКМ протекает реакция окисления метана водяным паром, а в высокотемпературном реакторе – реакция водяного сдвига, которые рассчитываются исходя из формул (3) и (4) соответственно [28]:



МЭА от диоксида углерода в регенерационной колонне производится путем абсорбции [27], в которой можно выделить три основных этапа. На первом этапе происходит образование карбамата моноэтаноламмония:



Таблица 3

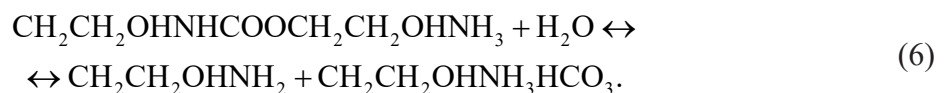
Исходные данные для моделирования системы улавливания углекислого газа

Table 3

Initial data for modeling the carbon dioxide capture system

Параметр	Значение	
Способ улавливания углекислого газа	МЭА	ПКМ
Топливо, подаваемое в КС	CH ₄	H ₂
Температура синтез-газа на выходе из риформера, °C	—	850
Давление синтез-газа на выходе из риформера, МПа	—	2,2
Давление потока уходящих газов, атм	1	
Доля амина, направленного в ребойлер	0,7	—
Давление насоса насыщенного амина на выходе, бар	1,1	—
Доля рефлюкса в конденсаторе	0,5	—
Потеря давления в ступени регенерационной колонны	0,7	—

В ходе гидролиза карбамата образуются бикарбонат и молекула свободного моноэтаноламина:



Образованный моноэтаноламин снова вступает в реакцию:



Рассчитывается мощность i -го контура ПГУ:

$$N_i = N_i^{\text{Э}} - N_i^{\text{CH}}, \quad (8)$$

где $N_i^{\text{Э}}$ — мощность турбоустановки i -го контура, МВт; N_i^{CH} — мощность СН для i -го контура, МВт.

Рассчитываются мощности бинарной и тринарной ПГУ:

$$N_e^{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} + N_{\text{ОЦР}}, \quad (9)$$

где $N_{\text{ГТУ}}$ — мощность газотурбинной установки (ГТУ), МВт; $N_{\text{ПТУ}}$ — мощность ПТУ, МВт; $N_{\text{ОЦР}}$ — мощность ОЦР, МВт.

Рассчитывается мощность СН ПГУ:

$$N_{\text{CH}}^{\text{ПГУ}} = N_{\text{CH}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{CH}}^{\text{ПТУ}} + N_{\text{CH}}^{\text{ОЦР}}, \quad (10)$$

где $N_{\text{CH}}^{\text{ГТУ}}$ — мощность СН ГТУ, МВт; $N_{\text{CH}}^{\text{ПТУ}}$ — мощность СН ПТУ, МВт; $N_{\text{CH}}^{\text{ОЦР}}$ — мощность СН ОЦР, МВт.

Рассчитываются потери электроэнергии на СН:

$$N_{\text{CH}}^{\text{УЛ}} = N_{\text{ПКМ}}^{\text{CH}} + N_{\text{МЭА}}^{\text{CH}} + N_{\text{КЗ}}, \quad (11)$$

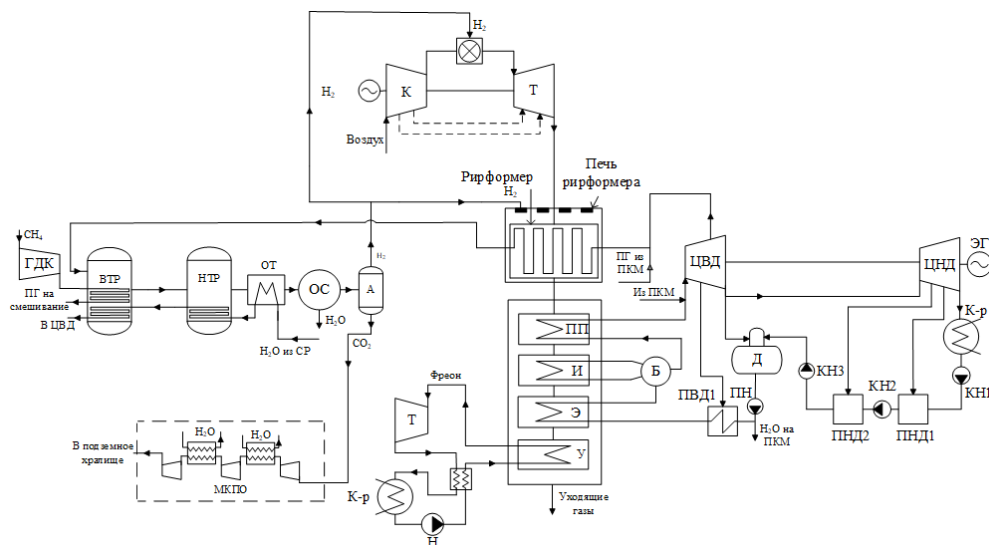


Рис. 4. Тринарная ПГУ с интегрированной установкой ПКМ
Fig. 4. Trinary CCGT with integrated steam methane reforming unit

где $N_{ПКМ}^{CH}$ – затраты энергии на СН установки ПКМ, МВт; $N_{МЭА}^{CH}$ – затраты энергии на СН установки МЭА уходящих газов, МВт; $N_{КЗ}$ – затраты энергии на захоронение CO_2 .

Рассчитывается КПД нетто для бинарных и тринарных циклов с системами улавливания углекислого газа:

$$\eta_{\text{нетто}}^{\text{ПГУ}} = \frac{N_e^{\text{ПГУ}} - N_{\text{СН}}^{\text{ПГУ}} - N_{\text{СН}}^{\text{УЛ}}}{B \cdot Q_{\text{нСН}_4}^p}, \quad (12)$$

где B – массовый расход метана; $Q_{\text{нСН}_4}^p$ – низшая теплота сгорания метана.

Результаты

Для сравнения термодинамических характеристик бинарных и тринарных ПГУ с технологиями улавливания углекислого газа post- и pre-combustion capture анализ проводился в удельных величинах относительно суммарной подведенной тепловой мощности. Стоит отметить, что для ПГУ с технологией улавливания углекислого газа post-combustion capture подвод теплоты осуществляется в камере сгорания, для ПГУ с pre-combustion capture – в камере сгорания и печи риформера.

По результатам термодинамического анализа бинарной ПГУ с МЭА уходящих газов выявлено, что газотурбинная установка с учетом электромеханических потерь вырабатывает 139,9 МВт электрической энергии, что составляет 32,34% от всей подведенной к ПГУ тепловой мощности. После чего тепловая мощность уходящих газов на выходе из газовой турбины, равная 283,4 МВт, утилизируется в пароводяном контуре. Однако из-за тепловых потерь в конденсаторе, равных 139,7 МВт, и тепловых потерь с уходящими газами, равных 58,7 МВт, в паровой турбине вырабатывается только 81 МВт электрической энергии. При учете СН ПГУ, которые затрачиваются на конденсационные и питательные насосы, данное значение уменьшается до 79 МВт. В итоге с учетом всех ранее указанных энергетических потерь КПД пароводяного контура ПГУ составляет 36,01%.

Стоит отметить, что потери с уходящими газами в котле-утилизаторе связаны с высокой температурой уходящих газов, равной 145°C. Более глубокое охлаждение уходящих газов на

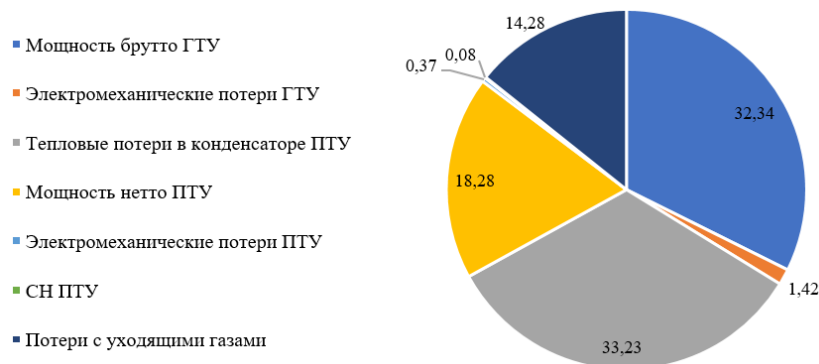


Рис. 5. Энергетическая диаграмма бинарной ПГУ

Fig. 5. Energy diagram of a binary CCGT

бинарных ПГУ попросту невозможно из-за подогрева конденсата в системе регенерации низкого давления и деаэраторе до 106°C . На рис. 5 представлена энергетическая диаграмма бинарной ПГУ.

Суммарная выработка электрической энергии в газовоздушном и пароводяном контурах составляет 218,5 МВт, что составляет 50,52% от подведенной в цикл теплоты. При этом для удаления углекислого газа требуется затратить 40 МВт тепловой энергии, а для захоронения – 9,6 МВт. В итоге энергоэффективность ПГУ с МЭА уходящих газов составляет 39,10%. На рис. 6 представлена диаграмма СН на удаление и захоронение углекислого газа бинарной ПГУ с МЭА дымовых газов.

Результаты моделирования тринарной ПГУ с МЭА уходящих газов помогли установить, что наличие развитой системы регенерации позволяет уменьшить потери в конденсаторе ПГУ на 30,6 МВт, то есть на 7,07% от всей подведенной в ПГУ тепловой мощности. В итоге это приводит к тому, что КПД пароводяного контура ПГУ увеличивается на 3,09% и составляет 39,10%. Однако из-за наличия развитой системы регенерации потери с уходящими газами на выходе из котла-утилизатора повышаются на 38,6 МВт относительно бинарной ПГУ с МЭА дымовых газов. Данный эффект связан с повышением температуры питательной воды на 34°C , из-за чего температура уходящих газов на выходе из котла-утилизатора повышается до 205°C .

Для утилизации 97,2 МВт низкопотенциальной теплоты в тринарных циклах используется ОЦР, в утилизационной турбине которого вырабатывается 15,5 МВт электрической энергии. При учете СН, которые затрачиваются на работу утилизационного насоса, данное значение уменьшается до 13,2 МВт. Стоит отметить, что температура рабочей среды на входе в утилизационную турбину равна 190°C , из-за чего в низкокипящем цикле наблюдаются большие потери в конденсаторе, равные 54,7 МВт.

В ходе термодинамического анализа было установлено, что из-за более глубокой утилизации располагаемой тринарной ПГУ тепловой энергии температура уходящих газов понижается до 80°C , из-за чего снижаются потери с уходящими газами на выходе из газовоздушного контура энергоблока на 31,9 МВт относительно бинарной ПГУ. На рис. 7 представлена энергетическая диаграмма тринарной ПГУ.

Мощность брутто цикла составляет 224,4 МВт. При этом расход продуктов сгорания равен 508,7 кг/с, что идентично расходу продуктов сгорания в бинарной ПГУ, из-за чего энергетические затраты на удаление и захоронение углекислого газа остаются неизменными. В итоге КПД нетто тринарной ПГУ равен 40,35%. На рис. 8 представлена диаграмма СН на удаление и захоронение углекислого газа тринарной ПГУ с МЭА уходящих газов.

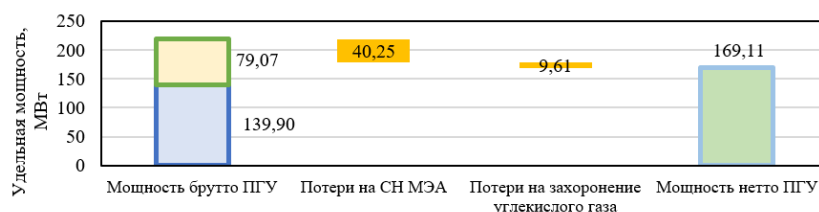


Рис. 6. Энергетическая диаграмма бинарной ПГУ с учетом затрат на МЭА дымовых газов
Fig. 6. Energy diagram of a binary CCGT taking into account the costs of monoethanolamine cleaning of flue gases

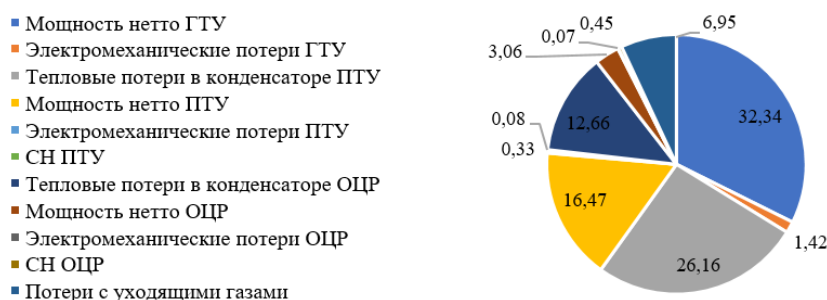


Рис. 7. Энергетическая диаграмма тринарной ПГУ
Fig. 7. Energy diagram of a trinary CCGT unit

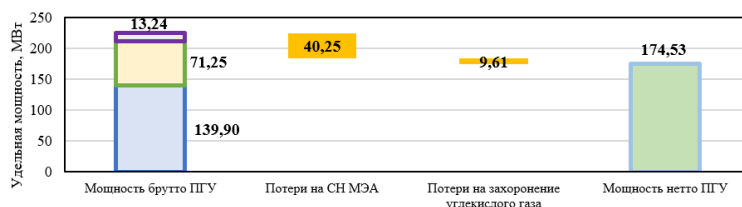


Рис. 8. Энергетическая диаграмма тринарной ПГУ с учетом затрат на МЭА дымовых газов
Fig. 8. Energy diagram of a trinary CCGT taking into account the costs of monoethanolamine cleaning of flue gases

С помощью интегрированной установки ПКМ в бинарном парогазовом цикле (рис. 9) производится водородное топливо. Для протекания эндотермической реакции риформинга продукты сгорания на выходе из газовой турбины нагреваются с 535°C до 875°C печью риформера, с помощью которой в цикл ПГУ подводится 160 МВт дополнительной тепловой энергии. Для повышения подводимой в цикл тепловой мощности в энергетический цикл ПГУ увеличивается и расход топлива на 3,19 кг/с относительно ПГУ с МЭА дымовых газов. В итоге в камеру сгорания подводится 66,97% от всего подводимого в цикл тепла, а в печь риформера – 34,12%.

Результаты моделирования позволили установить, что в установку ПКМ суммарно подводится 402,9 МВт тепловой энергии, из которой только 218,8 МВт направляется на нагрев синтез-газа до температуры 850°C. При этом в процессе парового риформинга теряется 27,1 МВт тепла, все остальное тепло, равное 191,7 МВт, полезно утилизируется в паротурбинном цикле, что приводит к росту расхода пара в паровой турбине в 1,92 раза (61,05 кг/с).

После первого отбора из паровой турбины отбирается 51,99 кг/с пара для протекания реакции паровой конверсии в установке риформинга. В конденсатор подводится 51,99 кг/с добавочной воды, которая после подогрева в системе регенерации до температуры 107°C направляется для

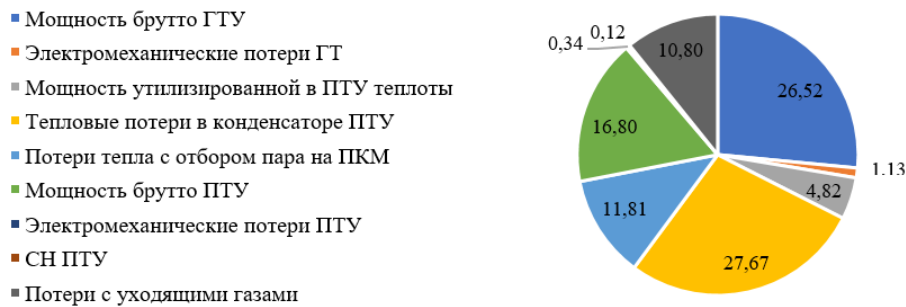


Рис. 9. Энергетическая диаграмма бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ

Fig. 9. Energy diagram of a binary CCGT with an integrated steam methane reforming unit

утилизации избыточной теплоты в установку ПКМ. Перечисленные выше факторы обуславливают прирост мощности в паровом цикле на 11,38 МВт относительно бинарной установки с МЭА уходящих газов, при этом для работы установки ПКМ требуется затратить 2,8 МВт электрической энергии на СН ПКМ и 14,3 МВт на захоронение углекислого газа. В итоге эффективность энергоблока относительно бинарного парогазового цикла с МЭА дымовых газов увеличивается на 1,16% и составляет 40,26%. Энергетическая диаграмма бинарной ПГУ с учетом затрат на ПКМ представлена на рис. 10.

Термодинамический анализ тринарной ПГУ с интегрированной установкой паровой конверсии (рис. 11) показал, что утилизация теплоты синтез-газа, равного 191 МВт, позволяет увеличить располагаемую мощность паровой турбины на 19,2 МВт относительно бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ. Данный прирост связан с тем, что из-за развитой системы регенерации потери в конденсаторе уменьшаются на 6,69 МВт, из-за чего эффективность тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ увеличивается на 0,16% относительно бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ.

Мощность нетто тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ равна 250,7 МВт. При этом расход продуктов сгорания равен 505,6 кг/с, что идентично расходу продуктов сгорания в бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ, из-за чего энергетические затраты на удаление и захоронение углекислого газа остаются неизменными. Стоит отметить, что потери на СН ПКМ и захоронение углекислого газа не изменяются относительно комбинированной бинарной ПГУ с ПКМ. В итоге эффективность энергоблока увеличивается на 1,27% и составляет 41,62% (рис. 12).

Сравнение результатов исследований четырех рассмотренных технологических схем GUE с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу позволяет прийти к заключению, что переход бинарной ПГУ с МЭА уходящих газов на водородное сжигание с производством топлива с помощью установки ПКМ позволяет повысить эффективность на 1,16%, а переход тринарной ПГУ — на 1,27%. Разница энергетической эффективности в 0,11% связана с тем, что подведенная в цикл тепловая энергия утилизируется в более энергетически эффективном пароводяном контуре с развитой системой регенерации, что позволяет уменьшить потери тепловой энергии в конденсаторе тринарного цикла на 6,69 МВт относительно бинарных ПГУ. В итоге за счет установки ПКМ в бинарной ПГУ дополнительно вырабатывается 16,2 МВт. В тринарной установке за счет снижения потерь в конденсаторе данное значение повышается на 0,6 МВт и равняется 16,8 МВт.

Результаты сравнения энергетической эффективности тринарных и бинарных ПГУ с интегрированными системами улавливания углекислого газа представлены на рис. 13. Наиболее эффективным циклом является тринарная ПГУ с КПД нетто, равным 41,62%. Данная эффективность достигается за счет снижения затрат на СН системы улавливания углекислого газа на 5,67 МВт

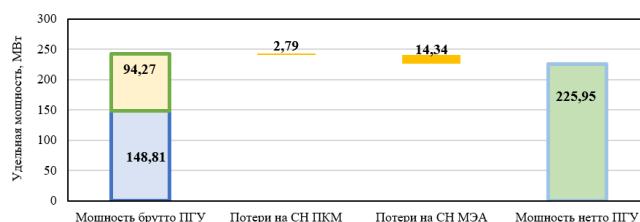


Рис. 10. Энергетическая диаграмма бинарной ПГУ с учетом затрат на ПКМ

Fig. 10. Energy diagram of a binary CCGT taking into account the costs of steam methane reforming

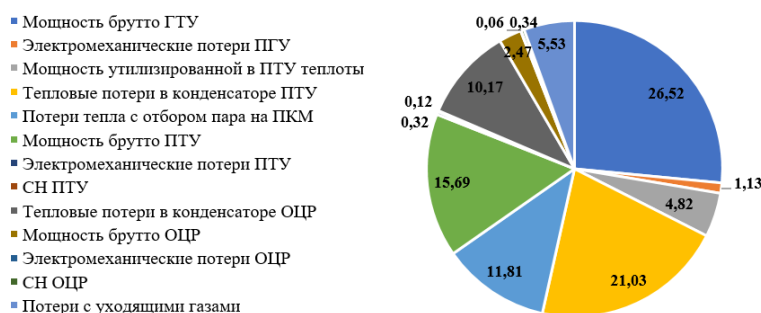


Рис. 11. Энергетическая диаграмма тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ

Fig. 11. Energy diagram of a trinary CCGT with an integrated steam methane reforming unit

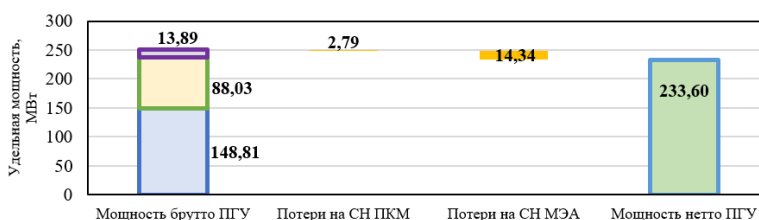


Рис. 12. Энергетическая диаграмма тринарной ПГУ с учетом затрат на ПКМ

Fig. 12. Energy diagram of a trinary CCGT taking into account the costs of steam methane reforming

относительно ПГУ с МЭА дымовых газов. Связано это с отсутствием дополнительных затрат на десорбцию моноэтаноламина с помощью ребойлера, на который затрачивается 40 МВт электрической энергии.

Выводы

В настоящей работе разработаны технологические схемы и математические модели следующих ПГУ с технологиями улавливания углекислого газа post- и pre-combustion capture:

- 1) бинарная ПГУ с МЭА уходящих газов;
- 2) тринарная ПГУ с МЭА уходящих газов;
- 3) бинарная ПГУ с интегрированной установкой ПКМ;
- 4) тринарная ПГУ с интегрированной установкой ПКМ.

По результатам математического моделирования технологических схем парогазовых энергоустановок с температурой и давлением на входе в газовую турбину, равными 1060°C и 1,09 МПа,

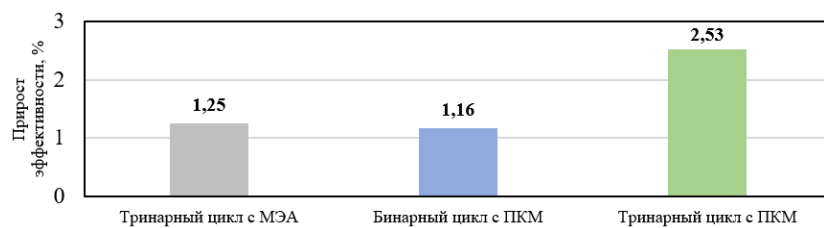


Рис. 13. Сравнение энергетической эффективности тринарных и бинарных ПГУ с интегрированными системами улавливания углекислого газа

Fig. 13. Comparison of energy efficiency of trinary and binary CCGTs with integrated carbon dioxide capture systems

составлены энергетические диаграммы, исходя из которых было установлено, что при переходе с бинарной ПГУ с МЭА уходящих газов на бинарную ПГУ с интегрированной установкой ПКМ КПД нетто увеличивается на 1,16%. Это обусловлено следующими причинами:

1. В процессе охлаждения синтез-газа в установке парового риформинга метана в охладителе-сепараторе теряется 27,1 МВт тепловой энергии, однако при МЭА уходящих газов требуется затратить 40 МВт электрической энергии на подогрев амина в ребойлере.

2. При переходе с бинарной ПГУ с МЭА уходящих газов на бинарную ПГУ с интегрированной установкой ПКМ энергетические потери на захоронение углекислого газа увеличиваются на 4,7 МВт, что связано с повышением выбросов углекислого газа на 33% в связи с ростом расхода топлива на 3,19 кг/с.

3. Для протекания реакции паровой конверсии из паровой турбины отбирается 52 кг/с, однако из-за того, что при утилизации 191,7 МВт тепловой энергии вырабатывается 61 кг/с пара, который направляется в ПТУ, мощность нетто ПТУ увеличивается на 16,2 МВт.

Сравнительный анализ энергетических и термодинамических характеристик показал, что переход с бинарной на тринарную ПГУ с МЭА уходящих газов приводит к росту КПД нетто на 1,25%. Это обусловлено следующими причинами:

- ростом суммарных потерь в конденсаторах ПТУ и ОЦР на 24,2 МВт;
- ростом суммарных СН ПТУ и ОЦР на 1,4 МВт;
- снижением потерь с уходящими газами на выходе из газовоздушного контура ПГУ на 31,7 МВт;
- ростом мощности нетто парогазовой станции на 5,4 МВт.

Результаты моделирования позволили установить, что переход бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ на тринарную ПГУ с интегрированной установкой ПКМ позволяет утилизировать 191,7 МВт тепловой энергии, отводимой от риформера, в более эффективном пароводяном контуре с развитой системой регенерации, эффективность которого выше на 0,16% по сравнению с пароводяным контуром без развитой системы регенерации. В итоге рост расхода пара в паровой турбине на 61 кг/с приводит к тому, что в бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ дополнительно вырабатывается 15,2 МВт, а в тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ — 16,8 МВт относительно ПГУ с МЭА уходящих газов. Прирост электрической мощности нетто в тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ на 1,6 МВт обуславливает повышение эффективности на 1,36% относительно бинарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ.

Таким образом, установлено, что наибольшая энергетическая эффективность наблюдается у тринарной ПГУ с интегрированной установкой ПКМ, КПД нетто которой равняется 41,62%.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] **Ivanova S., Vesnina A., Fotina N., Prosekov A.** An Overview of Carbon Footprint of Coal Mining to Curtail Greenhouse Gas Emissions // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 22. Art. no. 15135. DOI: 10.3390/su142215135
- [2] **Rashid M.I., Benhelal E., Rafiq S.** Reduction of greenhouse gas emissions from gas, oil, and coal power plants in Pakistan by carbon capture and storage (CCS): A review // *Chemical Engineering & Technology*. 2020. Vol. 43, No. 11. Pp. 2140–2148. DOI: 10.1002/ceat.201900297
- [3] **Kindra V., Rogalev A., Lisin E., Osipov S., Zlyvko O.** Techno-economic analysis of the oxy-fuel combustion power cycles with near-zero emissions // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 17. Art. no. 5358. DOI: 10.3390/en14175358
- [4] **Mohamed U., Zhao Y.-j., Yi Q., Shi L.-j., Wei G.-q., Nimmo W.** Evaluation of life cycle energy, economy and CO₂ emissions for biomass chemical looping gasification to power generation // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 176. Pp. 366–387. DOI: 10.1016/j.renene.2021.05.067
- [5] **Ritchie H., Rosado P., Roser M.** Breakdown of carbon dioxide, methane, and nitrous oxide emissions by sector // *OurWorldinData.org*. 2020. Режим доступа: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector> (дата обращения: 10.01.2024).
- [6] **Новак А.** ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи // *Энергетическая политика*. 2024. Т. 1, № 192. С. 6–13. DOI: 10.46920/2409-5516_2024_1192_6
- [7] **Inderjeet M.** Fuel transition from non-renewable to renewable for gas turbines in a changing Europe. Ph.D. Thesis, Technische Hochschule Ingolstadt, Ingolstadt, Germany, 2023.
- [8] **Киндра В.О., Комаров И.И., Злывко О.В., Максимов И.А., Островский М.А.** Термодинамический анализ тринарных энергоустановок // *Известия Российской Академии Наук. Энергетика*. 2024. № 1. С. 70–81. DOI: 10.31857/S0002331024010091
- [9] **Ancona M.A., Bianchi M., Branchini L., de Pascale A., Melino F., Peretto A., Torricelli N.** Systematic comparison of ORC and s-CO₂ combined heat and power plants for energy harvesting in industrial gas turbines // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 12. Art. no. 3402. DOI: 10.3390/en14123402
- [10] **Kindra V., Rogalev N., Osipov S., Zlyvko O., Naumov V.** Research and development of trinary power cycles // *Inventions*. 2022. Vol. 7, No. 3. Art. no. 56. DOI: 10.3390/inventions7030056
- [11] **Sultan H., Muhammad H.A., Bhatti U.H., Min G.H., Baek I.H., Baik Y.-J., Nam S.C.** Reducing the efficiency penalty of carbon dioxide capture and compression process in a natural gas combined cycle power plant by process modification and liquefied natural gas cold energy integration // *Energy Conversion and Management*. 2021. Vol. 244. Art. no. 114495. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114495
- [12] **Ibighami O.A., Onilearo O.D., Akinyeye R.O.** Post-combustion capture and other Carbon Capture and Sequestration (CCS) technologies: A review // *Environmental Quality Management*. 2024. Vol. 34, No. 1. Art. no. e22180. DOI: 10.1002/tqem.22180
- [13] **Song C., Liu Q., Deng S., Li H., Kitamura Y.** Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 101. Pp. 265–278. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.018
- [14] **Rath G.K., Pandey G., Singh S., Molokitina N., Kumar A., Joshi S., Chauhan G.** Carbon dioxide separation technologies: Applicable to net zero // *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 10. Art. no. 4100. DOI: 10.3390/en16104100
- [15] **Raganati F., Ammendola P.** CO₂ post-combustion capture: A critical review of current technologies and future directions // *Energy & Fuels*. 2024. Vol. 38, No. 15. Pp. 13858–13905. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c02513
- [16] **Kibkalo A.A., Pandey G., Pletneva K.A., Molokitina N.S., Kumar A., Zhingel P., Grigoriev B.V.** Enhanced methane hydrate formation kinetics in frozen particles of biopolymer solutions: Applicable to methane storage // *Energy & Fuels*. 2023. Vol. 37, No. 18. Pp. 13928–13936. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c02344

- [17] Kindra V., Maksimov I., Oparin M., Zlyvko O., Rogalev A. Hydrogen technologies: A critical review and feasibility study // *Energies*. 2023. Vol. 16, No. 14. Art. no. 5482. DOI: 10.3390/en16145482
- [18] Ma L.-C., Castro-Dominguez B., Kazantzis N.K., Ma Y.H. Integration of membrane technology into hydrogen production plants with CO₂ capture: An economic performance assessment study // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2015. Vol. 42. Pp. 424–438. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.08.019
- [19] Fernandez J.R., Abanades J.C., Grasa G. Modeling of sorption enhanced steam methane reforming – Part II: Simulation within a novel Ca/Cu chemical loop process for hydrogen production // *Chemical Engineering Science*. 2012. Vol. 84. Pp. 12–20. DOI: 10.1016/j.ces.2012.07.050
- [20] Komarov I., Osipov S., Zlyvko O., Vegera A., Naumov V. Combined cycle gas turbine for combined heat and power production with energy storage by steam methane reforming // *Journal of Energy System*. 2021. Vol. 5, No. 3. Pp. 231–243. DOI: 10.30521/jes.936064
- [21] Pashchenko D. Performance evaluation of a combined power generation system integrated with thermochemical exhaust heat recuperation based on steam methane reforming // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48, No. 15. Pp. 5823–5835. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.186
- [22] Mullen D., Herraiz L., Lucquiaud M. Advanced thermodynamic integration in combined fuel and power (CFP) plants producing low carbon hydrogen & power with CCUS // *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference*. 2021. Pp. 15–18.
- [23] Lozza G., Chiesa P. Natural gas decarbonization to reduce CO₂ emission from combined cycles – Part I: Partial oxidation // *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2000. Vol. 124, No. 1. Pp. 82–88. DOI: 10.1115/1.1395581
- [24] Vorokhta M., Kusdhany M.I.M., Vöröš D., Nishihara M., Sasaki K., Lyth S.M. Microporous carbon foams: The effect of nitrogen-doping on CO₂ capture and separation via pressure swing adsorption // *Chemical Engineering Journal*. 2023. Vol. 471. Art. no. 144524. DOI: 10.1016/j.cej.2023.144524
- [25] Lemmon E.W., Bell I.H., Huber M.L., McLinden M.O. NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 10.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg, 2018. DOI: 10.18434/T4/1502528
- [26] Quirino P.P.S., Amaral A., Pontes K.V., Rossi F., Manenti F. Impact of kinetic models in the prediction accuracy of an industrial steam methane reforming unit // *Computers & Chemical Engineering*. 2021. Vol. 152. Art. no. 107379. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2021.107379
- [27] Stray J.D. Control of Corrosion and Fouling in Amine Sweetening Systems // *NACE Canada Region Western Conference Calgary*. 1990. Pp. 20–22.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

РОГАЛЕВ Андрей Николаевич — заведующий кафедрой Инновационных технологий наукоемких отраслей, Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), д-р техн. наук.
E-mail: RogalevAN@mpei.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7256-0144>

КИНДРА Владимир Олегович — доцент кафедры Инновационных технологий наукоемких отраслей, Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), без степени.
E-mail: kindra.vladimir@yandex.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8406-7901>

КОМАРОВ Иван Игоревич — ведущий научный сотрудник, Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), без степени.
E-mail: KomarovII@mpei.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3853-8220>

ЗЛЫВКО Ольга Владимировна — доцент кафедры Инновационных технологий наукоемких отраслей, Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), без степени.

E-mail: ZlyvkoOV@mpei.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0554-4026>

КОВАЛЕВ Дмитрий Сергеевич — ассистент, Московский энергетический университет (НИУ МЭИ), без степени.

E-mail: kov-d-s@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0660-6631>

REFERENCES

- [1] S. Ivanova, A. Vesnina, N. Fotina, A. Prosekov, An Overview of Carbon Footprint of Coal Mining to Curtail Greenhouse Gas Emissions, *Sustainability*, 14 (22) (2022) 15135. DOI: 10.3390/su142215135
- [2] M.I. Rashid, E. Benhelal, S. Rafiq, Reduction of greenhouse gas emissions from gas, oil, and coal power plants in Pakistan by carbon capture and storage (CCS): A review, *Chemical Engineering & Technology*, 43 (11) (2020) 2140–2148. DOI: 10.1002/ceat.201900297
- [3] V. Kindra, A. Rogalev, E. Lisin, S. Osipov, O. Zlyvko, Techno-economic analysis of the oxy-fuel combustion power cycles with near-zero emissions, *Energies*, 14 (17) (2021) 5358. DOI: 10.3390/en14175358
- [4] U. Mohamed, Y.-j. Zhao, Q. Yi, L.-j. Shi, G.-q. Wei, W. Nimmo, Evaluation of life cycle energy, economy and CO₂ emissions for biomass chemical looping gasification to power generation, *Renewable Energy*, 176 (2021) 366–387. DOI: 10.1016/j.renene.2021.05.067
- [5] H. Ritchie, P. Rosado, M. Roser, Breakdown of carbon dioxide, methane, and nitrous oxide emissions by sector, <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>. Accessed January 10, 2024.
- [6] A. Novak, Fuel and energy Complex of Russia today and tomorrow: results and tasks, *Energy Policy*, 1 (192) (2024) 6–13. DOI: 10.46920/2409-5516_2024_1192_6
- [7] M. Inderjeet, Fuel transition from non-renewable to renewable for gas turbines in a changing Europe, Ph.D. Thesis, Technische Hochschule Ingolstadt, Ingolstadt, Germany, 2023.
- [8] V.O. Kindra, I.I. Komarov, O.V. Zlyvko, I.A. Maksimov, M.A. Ostrovsky, Thermodynamic analysis of a trinary power plant, *Izvestiâ Akademii nauk SSSR. Énergetika*, 1 (2024) 70–81. DOI: 10.31857/S0002331024010091
- [9] M.A. Ancona, M. Bianchi, L. Branchini, A. de Pascale, F. Melino, A. Peretto, N. Torricelli, Systematic comparison of ORC and s-CO₂ combined heat and power plants for energy harvesting in industrial gas turbines, *Energies*, 14 (12) (2021) 3402. DOI: 10.3390/en14123402
- [10] V. Kindra, N. Rogalev, S. Osipov, O. Zlyvko, V. Naumov, Research and development of trinary power cycles, *Inventions*, 7 (3) (2022) 56. DOI: 10.3390/inventions7030056
- [11] H. Sultan, H.A. Muhammad, U.H. Bhatti, G.H. Min, I.H. Baek, Y.-J. Baik, S.C. Nam, Reducing the efficiency penalty of carbon dioxide capture and compression process in a natural gas combined cycle power plant by process modification and liquefied natural gas cold energy integration, *Energy Conversion and Management*, 244 (2021) 114495. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114495
- [12] O.A. Ibgbami, O.D. Onilearo, R.O. Akinyeye, Post-combustion capture and other Carbon Capture and Sequestration (CCS) technologies: A review, *Environmental Quality Management*, 34 (1) (2024) e22180. DOI: 10.1002/tqem.22180
- [13] C. Song, Q. Liu, S. Deng, H. Li, Y. Kitamura, Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101 (2019) 265–278. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.018
- [14] G.K. Rath, G. Pandey, S. Singh, N. Molokitina, A. Kumar, S. Joshi, G. Chauhan, Carbon dioxide separation technologies: Applicable to net zero, *Energies*, 16 (10) (2023) 4100. DOI: 10.3390/en16104100

- [15] **F. Raganati, P. Ammendola**, CO₂ post-combustion capture: A critical review of current technologies and future directions, *Energy & Fuels*, 38 (15) (2024) 13858–13905. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.4c02513
- [16] **A.A. Kibkalo, G. Pandey, K.A. Pletneva, N.S. Molokitina, A. Kumar, P. Zhingel, B.V. Grigoriev**, Enhanced methane hydrate formation kinetics in frozen particles of biopolymer solutions: Applicable to methane storage, *Energy & Fuels*, 37 (18) (2023) 13928–13936. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c02344
- [17] **V. Kindra, I. Maksimov, M. Oparin, O. Zlyvko, A. Rogalev**, Hydrogen technologies: A critical review and feasibility study, *Energies*, 16 (14) (2023) 5482. DOI: 10.3390/en16145482
- [18] **L.-C. Ma, B. Castro-Dominguez, N.K. Kazantzis, Y.H. Ma**, Integration of membrane technology into hydrogen production plants with CO₂ capture: An economic performance assessment study, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 42 (2015) 424–438. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.08.019
- [19] **J.R. Fernandez, J.C. Abanades, G. Grasa**, Modeling of sorption enhanced steam methane reforming – Part II: Simulation within a novel Ca/Cu chemical loop process for hydrogen production, *Chemical Engineering Science*, 84 (2012) 12–20. DOI: 10.1016/j.ces.2012.07.050
- [20] **I. Komarov, S. Osipov, O. Zlyvko, A. Vegera, V. Naumov**, Combined cycle gas turbine for combined heat and power production with energy storage by steam methane reforming, *Journal of Energy System*, 5 (3) (2021) 231–243. DOI: 10.30521/jes.936064
- [21] **D. Pashchenko**, Performance evaluation of a combined power generation system integrated with thermochemical exhaust heat recuperation based on steam methane reforming, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (15) (2023) 5823–5835. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.186
- [22] **D. Mullen, L. Herraiz, M. Lucquiaud**, Advanced thermodynamic integration in combined fuel and power (CFP) plants producing low carbon hydrogen & power with CCUS, *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference*, (2021) 15–18.
- [23] **G. Lozza, P. Chiesa**, Natural gas decarbonization to reduce CO₂ emission from combined cycles – Part I: Partial oxidation, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 124 (1) (2000) 82–88. DOI: 10.1115/1.1395581
- [24] **M. Vorokhta, M.I.M. KUSDHANY, D. Vöröš, M. Nishihara, K. Sasaki, S.M. Lyth**, Microporous carbon foams: The effect of nitrogen-doping on CO₂ capture and separation via pressure swing adsorption, *Chemical Engineering Journal*, 471 (2023) 144524. DOI: 10.1016/j.cej.2023.144524
- [25] **E.W. Lemmon, I.H. Bell, M.L. Huber, M.O. McLinden**, NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 10.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg, 2018. DOI: 10.18434/T4/1502528
- [26] **P.P.S. Quirino, A. Amaral, K.V. Pontes, F. Rossi, F. Manenti**, Impact of kinetic models in the prediction accuracy of an industrial steam methane reforming unit, *Computers & Chemical Engineering*, 152 (2021) 107379. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2021.107379
- [27] **J.D. Stray**, Control of Corrosion and Fouling in Amine Sweetening Systems, NACE Canada Region Western Conference Calgary, (1990) 20–22.

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Andrey N. ROGALEV – National Research University “Moscow Power Engineering institute”.
E-mail: RogalevAN@mpei.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7256-0144>

Vladimir O. KINDRA – National Research University “Moscow Power Engineering institute”.
E-mail: kindra.vladimir@yandex.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8406-7901>

Ivan I. KOMAROV – *National Research University “Moscow Power Engineering institute”*.

E-mail: KomarovII@mpei.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3853-8220>

Olga V. ZLYVKO – *National Research University “Moscow Power Engineering institute”*.

E-mail: ZlyvkoOV@mpei.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0554-4026>

Dmitriy S. KOVALEV – *National Research University “Moscow Power Engineering institute”*.

E-mail: kov-d-s@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0660-6631>

Поступила: 16.10.2024; Одобрена: 15.12.2024; Принята: 21.02.2025.

Submitted: 16.10.2024; Approved: 15.12.2024; Accepted: 21.02.2025.