

О декарбонизации в энергетике на органическом топливе

А. А. Косой^{1,2} и А. В. Крысов³

¹ Московский энергетический институт (технический университет), Красноказарменная ул., 14, Москва 111250, Россия

² Объединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., 13, стр.2, Москва 125412, Россия

³ Публичное акционерное общество «Научно-производственное объединение «Алмаз» имени академика А.А. Расплетина», Ленинградский проспект, д. 80, корп. 16, , Москва 125190, Россия

E-mail: a.v.krysov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 6 июня 2024 г.

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема выбросов углекислого газа в атмосферу в энергетической сфере в результате сжигания органического топлива. Приводятся методы снижения выбросов диоксида углерода: процесс CCS, полезное использование и цикл БкПГУ ОИВТ, основанный на кислородном сжигании органического топлива. <https://doi.org/10.33849/2024203>

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России и мировом сообществе в целом растет озабоченность проблемами выбросов парниковых газов (ПГ) в атмосферу и глобального потепления, вызываемое явлением парникового эффекта. Значительное влияние на парниковый эффект оказывает углекислый газ, концентрация которого в атмосфере растет с течением времени в результате антропогенных выбросов.

Основным источником антропогенных выбросов углекислого газа является энергетическая промышленность. В настоящее время в энергетической сфере нашей страны состоят значительные мощности теплофикационных установок на органическом топливе. При использовании органического топлива, декарбонизация энергетики требует комплексного подхода по решению вопросов транспортировки углекислого газа, его отбора и утилизации. Кислородное сжигание природного газа является одной из ключевых технологий в борьбе с выбросами CO₂. Для развития политики декарбонизации нашей страны предлагается термодинамический цикл ОИВТ РАН с когенерационной бескомпрессорной парогазовой установкой (БкПГУ), в которой повышение давления всех компонентов рабочего тела перед подачей их в камеру сгорания производится насосным оборудованием в жидкой фазе.

БкПГУ обладает целым рядом преимуществ перед традиционными циклами (Брайтона, Ренкина и др.) и уникальных характеристик, включая кислородное сжигание природного газа и выделение диоксида углерода в жидкой фазе, наиболее предпочтительной для его транспортировки, хранения и утилизации.

2. ПРОБЛЕМА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АТМОСФЕРУ

В XXI веке мировому сообществу предстоит решить сложную задачу выживания — предотвращение климатической катастрофы, связанной с антропогенными выбросами парниковых газов в атмосферу. Надо надеяться, что эта задача будет решаться мирным путем при полном взаимопонимании всех народов мира, с учетом особенностей существования, экономического развития и возможностей отдельных стран. Например,

особые условия России — это долгий промежуток времени низких атмосферных температур, что требует значительных затрат тепловой энергии на отопление. И это при отсутствии необходимых запасов возобновляемых источников энергии в районах интенсивного энергопотребления. При этом, Россия богата традиционными источниками энергии — запасами углеводородного сырья и прежде всего — природного газа, который, по сравнению с остальными видами углеводородного топлива при сгорании не образует золу и выделяет наименьшее количество парникового газа — диоксида углерода. В Российской Федерации создана уникальная система по разведке, разработке месторождений и транспортировке природного газа к потребителям. Основными единицами единой системы газоснабжения страны являются объекты месторождения, цепь трубопроводов, компрессорные и газораспределительные станции, необходимая инфраструктура собственных нужд, обеспечивающие транспортировку природного газа к потребителям более 700 млрд м³ ежегодно.

Россия занимает первое место в мире по доказанным запасам природного газа. В 2021 году в месторождениях страны зафиксировано более 37,4 трлн м³ природного газа, что составляет 19,9% от мировых запасов [1]. При этом, в стране ведется активная разведка новых месторождений. Только с 2017 по 2022 годы в Республике Саха (Якутия) было открыто 10 новых месторождений с суммарными запасами природного газа 247 млрд м³. Здесь же в 2021 году открыто крупное газоконденсатное месторождение им. И.Н. Кульбертинова с запасами природного газа более 75 млрд м³ и 1.4 млн тонн газового конденсата [2].

Начиная со второго десятилетия XXI века в стране отмечается строительство крупных заводов по переработке и сжижению природного газа (СПГ). Помимо большого экспортного потенциала в России создана многоотраслевая структура значительного потребления природного газа внутри страны. Среди его главных потребителей: энергетические компании-производители тепла и электрической энергии. Доля данных предприятий составляет 34.9% от общего потребления природного газа в стране (рисунок 1). Эта доля значительно увеличится в связи с переходом транспортного сектора от двигателей внутреннего сгорания к электроприводе.

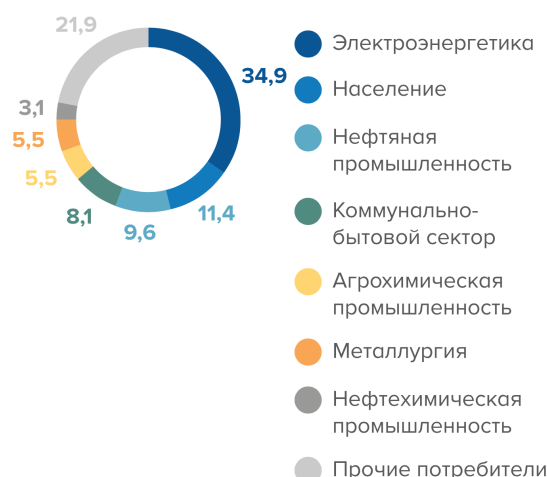


Рисунок 1. Основные потребители природного газа в России [4].

По экспертным оценкам такой переход потребует увеличения производства электроэнергии на 65% [3].

Электроэнергетика России характеризуется высокой степенью централизации потребителей: при суммарной установленной электрической мощности электростанций страны 269.7 ГВт (2022 г.) в централизованной зоне находится около 253 ГВт, что составляет 94% от общего числа. При этом, мощность тепловых электростанций в стране насчитывает 183.7 ГВт (2022 г.), что составляет 68.1% от всех мощностей, тепловыми электростанциями производится свыше 63% потребляемой электроэнергии [5].

В настоящее время энергопотребление на душу населения большинства развитых стран превышает 8 тыс. кВт·ч, что более чем в два раза превышает тот же показатель самых развитых районов России. Максимальная плотность электропотребления наблюдается в крупных городах европейской части нашей страны. Здесь же ожидается значительный рост потребления электроэнергии, который связан с прогнозируемым повышением жизненного уровня населения, техническим прогрессом и переходом на электротранспорт.

Энергетические комплексы большинства крупных городов России ежегодно потребляют тепла больше, чем электроэнергии. Так, Москва ежегодно использует около 100 млрд кВт·ч тепла и 50 млрд кВт·ч электроэнергии, причем половину тепловой энергии генерируют тепловые электростанции — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), расположенные в пределах города и густонаселенных конгломераций недалеко за МКАД (рисунок 2). За счет комбинированной выработки тепла и электроэнергии работа ТЭЦ характеризуется высоким коэффициентом использования тепла топлива (КИТТ). КИТТ московских ТЭЦ достигают 65–70%. При этом, в московской энергетической компании ПАО «Мосэнерго» потребление природного газа ежегодно составляет 23–27 млн тонн, в результате чего в атмосферу выбрасывается более 70 млн тонн парниковых газов, с учетом того, что при сжигании 1 кг природного газа образуется 2.67–2.69 кг углекислого газа и 1.38–2.37 кг водяного пара [6].

Также немалую долю антропогенных выбросов парниковых газов составляют выбросы от работы

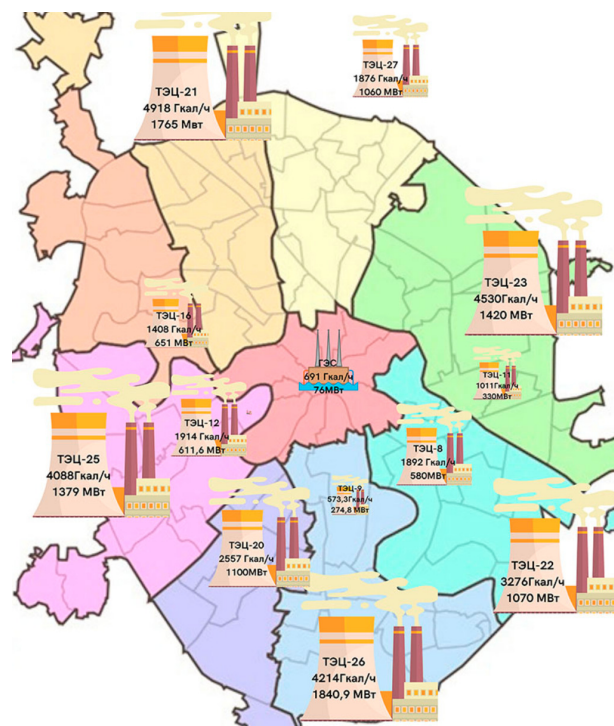


Рисунок 2. ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» на карте Москвы [7].



Рисунок 3. Структура производства тепловой энергии в России [8].

котельных — более 175 мегатонн в год углекислого газа. Количество котельных в России превышает 72 тысячи и производят они более 50% потребляемой в стране тепловой энергии (рисунок 3).

В силу складывающихся климатических обстоятельств возникает волнующий вопрос: какая дальнейшая стратегия развития российской энергетики до 2060 года с учетом выполнения международных обязательств по декарбонизации и модернизации сложившейся углеводородной инфраструктуры энергетической промышленности.

В рамках реализации Парижских соглашений в 2021 году принята стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов [9]. Ее требования



Рисунок 4. Картина углеродной нейтральности страны к 2060 г.

распространяются на период до 2050 года, но позже, на конференции в Глазго, Россией было заявлено о стремлении достичь углеродной нейтральности к 2060 г. В стратегии рассмотрены два сценария: инерционный и целевой.

В инерционном сценарии выбросы ПГ в атмосферу до 2050 г. будут возрастать при сохранении поглощательной способности экосистем. Следовательно, концентрация углекислого газа в атмосфере до 2050 г. будет только расти. За период с 2050 до 2060 гг. для достижения углеродной нейтральности требуется сократить количество выбросов углекислого газа на 2 млрд тонн (экв.).

В целевом сценарии переход к сокращению выбросов предусматривается к 2030 году. В это же время будут предприняты усилия по увеличению поглощательной способности экосистем к 2050 г. — более чем в 2 раза относительно 2019 г. Для достижения углеродной нейтральности к 2060 г. требуется сократить выбросы углекислого газа на 630 мегатонн (экв.) [10].

На рисунке 4 представлена картина углеродной нейтральности страны к 2060 г. на основании представленных стратегий.

3. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ

Углекислый газ широко применяется в химической и пищевой промышленности. Он является сырьем для синтеза различных химикатов. Твердая фаза диоксида углерода используется в качестве хладагента для хранения различных продуктов и химических веществ при их транспортировке без холодильной установки. Сухой лед также применяют в качестве абразива при струйной очистке. Дополнительно можно упомянуть о применении углекислого газа в теплицах для стимулирования роста и урожайности растений, в противопожарном оборудовании и различных напитках. Однако, цифры антропогенных выбросов углекислого газа и его использование в деятельности человека не сопоставимы. Во всем мире для производства карбамида требуется чуть больше 130 млн тонн углекислого газа, а упомянутые выше выбросы углекислого газа только лишь ПАО «Мосэнерго», в случае их полного захвата, могли бы покрыть до половины мировых потребностей.

В настоящее время значительное потребление углекислого газа в мире характерно для Северной Аме-

рики, Китая и Европы. Спектр применения улавливаемого из атмосферы углекислого газа расширяется [11, 12], однако, вряд ли в ближайшее время его ежегодное использование мировой промышленностью значительно увеличится, чтобы поглотить существующие 37.3 млрд тонн ежегодных антропогенных выбросов [12]. При этом, биологические хранилища с их колоссальными возможностями поглощения углекислого газа считаются ненадежными, поскольку невозможно гарантировать долгосрочное связывание углерода из-за лесных пожаров и болезней, способствующих выбросу углекислого газа обратно в атмосферу.

Наиболее реальный способ решения данной проблемы в настоящее время — это процесс *carbon capture and storage* (улавливание и хранение углерода, CCS). Здесь предполагается отделение углекислого газа от промышленных и энергетических источников, транспортировка его к месту хранения и долгосрочная изоляция от атмосферы.

К настоящему времени опробованы несколько способов изоляции углекислого газа. Во-первых, это закачка углекислого газа в нефтяные скважины с целью воздействия на пласт-коллекторы для повышения их производительности [13]. Во-вторых, закачка углекислого газа в подземные хранилища геологических формаций, главным образом, опорожненные объемы газовых месторождений, либо в подготовленные соляные купола [14]. В-третьих, закачка углекислого газа в подземные хранилища природного газа в качестве буферного газа [15]. Также перспективным способом захоронения углекислого газа является его закачка в угольные пласты [14].

Закачка углекислого газа под землю не всегда возможна из-за некоторых проблем, но как показывают исследования в части CCS, подходящих мест для захоронения углекислого газа достаточно много. В настоящее время еще встречаются случаи ненадежной укупорки ствола закачки. Опыт эксплуатации показал, что углекислый газ в присутствии воды и угольной кислоты, интенсивно реагирует с эксплуатационными колоннами и их тампонажным материалом, как правило, цементом. Решение этой проблемы связано с тщательным подбором конструкционных материалов и высоким качеством выполнения работ [16, 17].

Следующий, не менее важный вопрос на современном этапе — это доставка углекислого газа к местам его использования, длительного хранения и захоронения. Если в перспективе рассматривать возможность отбора углекислого газа от крупных источников его выделения, например, энергетических комплексов городов-миллионников России, таких как: Москва, Санкт-Петербург, Екатеринбург и др., то необходимо отметить значительные расстояния от мест отбора до конечного пункта его доставки — главным образом Ямало-Ненецкий АО, Ханты-Мансийский АО — Югра, европейский восток и северо-восток России (Волго-Уральский, Прикаспийский и Северо-Кавказско-Мангышлакский нефтегазоносные бассейны). Свободные объемы для консервации диоксида углерода здесь очень значительные, их хватит более чем на сто лет из расчета количества всех сегодняшних выбросов углекислого газа в России. Транспортировка большого количества углекислого газа на дальние расстояния, как и природного газа

экономически более выгодна трубопроводным транспортом по сравнению с другими видами. Как известно из диаграммы состояния, диоксид углерода пребывает в жидкой фазе при умеренных температурах и невысоких давлениях. При этом, вязкость жидкого диоксида углерода значительно меньше вязкости воды, а если рассматривать его сверхкритическое состояние (температура больше 31.6°C и давление свыше 7.39 МПа), то флюид диоксида углерода в данном виде проявляет свойства газа. Все это обеспечивает высокую экономичность транспортировки жидкого углекислого газа на большие расстояния трубопроводным транспортом.

Следующий этап развития — строительство трубопроводов с соответствующей инфраструктурой (насосными станциями, комплексами осушки, компрессии и охлаждения). В мире уже построено и эксплуатируется более восьми тысяч километров трубопроводов транспортировки углекислого газа, которые в основном расположены в США и преимущественно предназначены для транспортировки углекислого газа после улавливания из атмосферы на нефтяные месторождения, где он используется для повышения нефтеотдачи [18, 19]. В Европе планируют построить сеть таких трубопроводов общей протяженностью более 18 тыс. километров. В 2021 году агропромышленная компания *Archer Daniels Midland* подписала соглашение о намерениях с *Wolf Carbon Solutions* по строительству трубопровода протяженностью более 560 километров, способного транспортировать 12 млн тонн углекислого газа в год [20].

Практика и исследования показывают, что для захоронения, хранения и транспортировки диоксида углерода лучше подходит жидкое агрегатное состояние, в том числе с закритическими параметрами. Стоит отметить, что и в результате отбора углекислого газа от источников его выделения на энергетических предприятиях должен быть также жидкий диоксид углерода. Однако, используемые в настоящее время способы извлечения диоксида углерода из дымовых газов с помощью адсорбции–десорбции и диффузионных процессов обеспечивают выделение газообразного углекислого газа. К тому же, эти способы не обеспечивают полный захват углекислого газа, а сами очистные сооружения весьма громоздки и энергозатратны, требуют периодической замены абсорбирующих веществ или фильтрующих элементов. Для перевода захваченного углекислого газа в жидкое состояние необходимы компрессорные установки и охлаждающие устройства с дополнительными затратами энергии. Несмотря на вышесказанное, действующее электрогенерирующее оборудование электростанций по всему миру с достаточно большими остаточными ресурсами в перспективе планируют дооснащать устройствами захвата углекислого газа из выхлопного газа с помощью мембранных фильтров и абсорбции–десорбции. Мощности электростанций, которые будут вновь вводиться или подвергаться реконструкции должны быть спроектированы с учетом более эффективных технологий CCS, с полным захватом углекислого газа и выделением его в жидкой фазе.

4. ЦИКЛ ОИВТ

Всем необходимым требованиям по выделению углекислого газа в жидкой фазе из выхлопа обладает

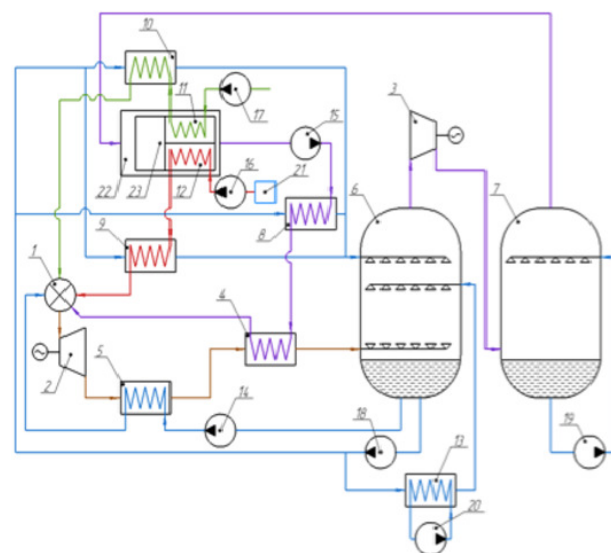


Рисунок 5. Принципиальная схема БкПГУ по термодинамическому циклу ОИВТ. 1 — камера сгорания; 2 — турбин; 3 — компрессор; 4 — рекуператор CO_2 ; 5 — рекуператор H_2O ; 6 — контактный конденсатор низкого давления; 7 — контактный конденсатор высокого давления; 8 — подогреватель CO_2 ; 9 — подогреватель кислорода; 10 — подогреватель топлива; 11 — утилизатор холода кислорода; 12 — утилизатор холода топлива; 13 — подогреватель сетевой воды; 14 — насос CO_2 ; 15 — насос кислорода; 17 — насос топлива; 18 — насос внутреннего циркуляционного контура низкого давления; 19 — насос внутреннего циркуляционного контура высокого давления; 20 — насос сетевой воды; 21 — высокочастотное регулируемое устройство; 22 — устройство ожижения CO_2 ; 23 — холодильная установка.

энергетическая бескомпрессорная парогазовая установка, работающая по термодинамическому циклу ОИВТ (рисунок 5) [21–23].

Предлагаемая установка, разработанная в ОИВТ РАН совместно с ПАО «НПО «Алмаз» — это высокоэффективная когенерационная технология с кислородным сжиганием органического топлива, которая обладает целым рядом положительных свойств. Экологоклиматическая характеристика БкПГУ не ограничивается полным улавливанием парникового углекислого газа. Цикл ОИВТ также предусматривает полное выделение из выхлопных газов водяного пара в жидкой фазе, включая топливную воду, которая образуется в результате сжигания в кислороде водородной составляющей углеводородного топлива, а это достаточно большое количество воды. Для строящихся в России современных парогазовых установок ПГУ-325 мощностью 325 МВт с двумя газотурбинными установками ГТЭ-110 и ПГУ-450Т мощностью 450 МВт с двумя газотурбинными турбинами ГТЭ-160 — это выброс в атмосферу с выхлопными газами 110 и 150 тонн в час водяного пара соответственно. Генерируемая БкПГУ вода высокого качества с минимальной водоподготовкой по углекислому газу может использоваться в различных химических технологиях и в качестве подпитки тепловых сетей.

В ряду существенных преимуществ БкПГУ отметим высокий уровень КИТТ в теплофикационном режиме, который обеспечивается конденсацией водяного пара из выхлопных газов при температуре начала

конденсации, на 5–10 градусов выше температуры прямой сетевой воды, требуемой графиком работы теплосети. Для этого конденсация производится при давлении выхлопного газа значительно выше атмосферного, составляющем от 0.2 до 0.9 МПа, в зависимости от соотношения расходов водяного пара и диоксида углерода. В таком случае, при использовании топливной воды КИТТ БкПГУ может достигать 0.93 из расчета уже не низшей, а высшей теплотворной составляющей топлива.

Термодинамический цикл ОИВТ позволяет реализовывать генерацию тепловой мощности в больших объемах. К примеру, установленные в ПАО «Мосэнерго» паротурбинные установки с пиковыми котлами выдают соотношение установленных тепловой и электрической мощностей приблизительно равное 3. Режимы работы БкПГУ способны обеспечивать выдачу потребителю тепла и электрической мощности в широком диапазоне соотношений, которые невозможно получить ни на одной из известных теплофикационных установок без пиковых котлов. БкПГУ также имеет возможность выдавать тепловую мощность потребителю без снижения номинальной нагрузки электрической сети, что не способны выполнять теплофикационные паротурбинные и парогазовые установки.

Термодинамический цикл ОИВТ обладает высокой топливной экономичностью за счет рекуперации и утилизации тепла отработавшего рабочего тела. Также высокой эффективности в БкПГУ способствует использование насосов для сжатия рабочих тел, вместо компрессоров. Сравнение КПД БкПГУ и современных ПГУ без тепловой нагрузки, с учетом всех собственных нужд и энергозатрат на очистку выхлопа от углекислого газа, показывает большую эффективность первой [24–26].

Рассматривая конструктивные особенности, можно сказать, что в БкПГУ отсутствует масляная система. Опоры роторных систем лопаточных машин обеспечиваются охлаждением и смазкой с помощью диоксида углерода и воды [27]. Подшипники скольжения на водяной смазке успешно испытаны в ПГУ мощностью 60 МВт с массой ротора 800 кг. Отказ в применении масла в БкПГУ обеспечивает отсутствие выбросов в атмосферу его паров и затрат на замену и утилизацию отработанного масла. В экологическом плане это бесспорно положительный аргумент.

Указанными климатозащитными способностями БкПГУ не ограничивается. В перечне положительных свойств — способность работать в качестве накопителя энергии при минимальной нагрузке на внешнюю сеть. Также в установке имеется положительная особенность регулирования: установление мощности БкПГУ путем изменения давления в камере сгорания с помощью перемены напора рабочих тел в насосах, что обеспечивает термостабильность элементов конструкции установки и увеличение их ресурса.

Используя в качестве топлива СПГ, БкПГУ способна извлекать выгоду с высшей теплотворной способности топлива и энергии холода, заложенной в СПГ заводом-изготовителем. Сжижение природного газа — энергозатратный процесс. Так, по разным оценкам, удельные затраты энергии, в основном электрической, на получение СПГ составляют 2.5–3.0 МДж/кг. Значительная часть этой энергии отдается холодному источнику — атмосфере или водоему, а оставшаяся часть

“холодной” энергии (приблизительно 830 кДж/кг) хранится в СПГ с температурой $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ при атмосферном давлении. Эту энергию в БкПГУ можно использовать для конденсации углекислого газа.

Спектр технологических комплексов, в которых можно эффективно применить БкПГУ достаточно широк. Это различные химические производства, включая производство карбамида, которое может стать частью будущих перспективных высокоэффективных гибридных энергетических установок с топливными элементами, возобновляемыми источниками энергии и электролизерами производства водорода. Есть предложения по использованию в БкПГУ воздуха вентиляционных штреков шахт с шахтным метаном и закачкой углекислого газа от БкПГУ в угольные пласты для повышения метаноотдачи [28].

Необходимо также отметить, что использование в цикле ОИВТ насосов вместо компрессоров позволяет обеспечивать перед парогазовой турбиной давления рабочих тел, свойственные для современных паровых турбин (более 40 Мпа), и температуры, характерные для современных газотурбинных двигателей (свыше 1500 К). Это позволяет сделать вывод о реализуемости БкПГУ единичной мощности 800, 1200 МВт и более.

Существенным свойством цикла ОИВТ является его универсальность в части использования его в теплофикации. Возможность применения БкПГУ в котельных при отсутствии необходимости выпуска электрической мощности исключает затраты на создание новой технологии декарбонизации котельных на органическом топливе. Работа БкПГУ в котельной дополнительно обеспечивает выработку кислорода и другой товарной продукции, а также возможность поставки потребителю электроэнергии в случае аварийной ситуации с основным источником тока.

Для отработки новой технологии ученые ОИВТ РАН предложили создать полигон-электростанцию с опытной БкПГУ мощностью 60 МВт. Она позволит с минимальными рисками, временными и финансовыми затратами решить конструктивно-технологические задачи создания оборудования установки, провести полный цикл необходимых НИОКР с проведением опытно-промышленной эксплуатации пилотного образца БкПГУ. Будут решаться вопросы извлечения углекислого газа, количество которого на номинальном режиме в жидком виде превысит 550 тонн за сутки. На основе полученных результатов работ планируется проектирование оборудования для станции мощностью 600 МВт и более. Данные проектные работы будут выполняться параллельно с проводимым НИОКР на полигон-электростанции. В процессе работ будут определены основные стоимостные показатели будущих ТЭЦ с БкПГУ, включая стоимость основного и вспомогательного оборудования, строительства или модернизации станции, эксплуатационные расходы. Будет выполнен сравнительный анализ различных типов ПГУ, включающий такие экономические показатели, как: дисконтированные отчисления от капитальных затрат, различные налоги, бонусы, штрафы и т.д. В проведении работ по созданию экспериментальной ТЭЦ с БкПГУ выразили желание участвовать ведущие предприятия энергетического машиностроения научные и проектные организации нашей страны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 2021 British petroleum accessed 11-September-2024 URL <http://global-finances.ru/mirovyie-zapasyi-gaza/>
- 2023 Ulus.media accessed 11-September-2024 URL <https://ulus.media/2023/08/30/v-techenie-pyatilet-v-yakutii-otkryto-10-novyh-mestorozhdenij-nefti-i-gaza/>
- Larson A 2023 Power accessed 01-February-2024 URL https://www.powermag.com/five-key-transformations-required-to-achieve-net-zero-in-the-u-s/?utm_source=RP&utm_medium=email&utm_id=10182023&oly_enc_id=8553J1906023J9C
- 2022 ПАО "Газпром" accessed 05-February-2024 URL <https://sustainability.gazpromreport.ru/2022/about-gazprom/categories-of-consumers/>
- 2024 accessed 05-February-2024 URL <https://www.eeseaec.org/elektroenergeticeskij-kompleks-rossii>
- 2024 ПАО "Мосэнерго" accessed 05-February-2024 URL <https://mosenergo.gazprom.ru/ecology/ehkologicheskaya-politika/svedeniya-o-raskhodakh-topliva/?ysclid=ln10gbg5oo228352218>
- 2024 accessed 05-February-2024 URL https://darminaopel.ru/full_img/karta-tets-moskva/27
- 2020 О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 году Доклад (Москва: ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России)
- 2021 Правительство Российской Федерации accessed 11-September-2024 URL <https://docs.cntd.ru/document/726639341>
- Филиппов С П 2024 Теплоэнергетика 1 21–40
- Гулиев оглы И А и Кружилин П А 2022 Вестник алтайской академии экономики и права 10 49–55
- Салаватов Т Ш, Байрамова А С кызы и Воробьев К А 2021 Вестник евразийской науки 13(s02) 18
- Трухина О С и Синцов И А 2016 Успехи современного естествознания 3 205–09
- Осипов А В, Мустаев Р Н, Монакова А С, Бондарева Л И и Данцова К И 2022 Известия высших учебных заведений 4 40–53
- Гарайшин А С, Бебешко И Г, Григорьев А В, Дейнеко С С, Исаева Н А, Осадчая В В и Хан С А 2015 Вести газовой науки 3 79–93
- Зиганшин Р Ш, Бодоговский Н С, Рошин П В, Никитин А В и Зиновьев А М 2022 Вестник евразийской науки 14(s03) 33
- Зиганшин Р Ш, Зиновьев А М, Рошин П В, Никитин А В и А Логинов А 2022 Вестник евразийской науки 14(s06) 65
- Ванчугов И М, Резанов К С, Уланов В В, Назарова А И, Кайфаджян А А и Шестаков Р А 2023 Нефтегазовое дело 21 117–31
- Lakhani N 2024 The guardian accessed 30-April-2024 URL <https://www.theguardian.com/us-news/2024/apr/19/exxon-pipeline-leak-carbon-capture-safety-gaps>
- 2022 Creon group accessed 02-October-2023 URL <https://zs-rating.ru/v-ssha-planirujut-postroit-truboprovod-dlja-transportirovki-uglekislogo-gaza/>
- Косой А С, Зейгарник Ю А, Попель О С, Синкевич М В, Филиппов С П и Штеренберг В Я 2018 Теплоэнергетика 9 23–32
- Косой А С, Косой А А, Синкевич М В и Антипов Ю А 2018 Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии Патент РФ 2665794
- Косой А С, Попель О С и Синкевич М В 2018 Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии Патент РФ 2651918
- Косой А С, Косой А А, Попель О С, Зейгарник Ю А, Синкевич М В и Филиппов С П 2023 Теплоэнергетика 7 29–50
- Синкевич М В, Рамазанов Э Р, Борисов Ю А, Попель О С и Косой А А 2021 ТВТ 59 707–14
- Даденко В В, Зейгарник Ю А, Калашникова Е О, Косой А А, Косой А С и Синкевич М В 2020 Теплофизика и аэромеханика 27 815–22
- Даденко В В и Косой А А 2020 Система смазки подшипников установки для выработки тепловой и механической энергии Патент РФ 2723283
- Борисов Ю А, Косой А А и Попель О С 2020 Энерготехнологический комплекс для выработки тепловой и механической энергий и способ работы комплекса Патент РФ 2732530