**СОДЕРЖАНИЕ**

[ГЛОССАРИЙ 4](#_Toc91235010)

[ВВЕДЕНИЕ 5](#_Toc91235011)

[1 МЕТОДЫ И ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА 6](#_Toc91235012)

[1.1 Классификация и анализ методов производства водорода 6](#_Toc91235013)

[1.2 Сущность термохического метода производства водорода 9](#_Toc91235014)

[2 КОНФИГУРАЦИИ ЦИКЛА МЕДЬ-ХЛОР (Cu-Cl) 11](#_Toc91235015)

[2.1 Описание системы 11](#_Toc91235016)

[2.2 Трехступенчатый Цикл Cu-Cl 12](#_Toc91235017)

[2.2.1 Первый вариант 12](#_Toc91235018)

[2.2.2 Второй вариант 13](#_Toc91235019)

[2.3 Четырехступенчатый Цикл Cu-Cl 14](#_Toc91235020)

[2.3.1 Первый вариант 14](#_Toc91235021)

[2.3.2 Второй вариант 15](#_Toc91235022)

[2.4 Пятиступенчатый цикл Cu-Cl 16](#_Toc91235023)

[3 МАНЕВРЕННОСТЬ ТУРБИН 19](#_Toc91235024)

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ 26](#_Toc91235025)

[СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 27](#_Toc91235026)

ГЛОССАРИЙ

Ископаемое топливо — каменный уголь, нефть, горючий сланец, природный газ и его гидраты, торф и другие горючие минералы, и вещества из группы каустобиолитов, применяемые в основном как топливо.

Псевдоожиженный слой – это физическое явление, возникающее, когда количество твердого вещества в виде частиц (обычно присутствующего в емкости для выдержки) помещают в соответствующие условия, чтобы смесь твердого вещества / текучей среды начала вести себя как текучая среда [23].

Потенциал глобального потепления (сокр. ПГП, англ. Global warming potential, GWP) — коэффициент, определяющий степень воздействия различных парниковых газов на глобальное потепление [23].

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – источники получения энергии из постоянно восстанавливаемых природных процессов (энергии солнца, ветра, естественного движения водных потоков (гидроэнергия), древесного топлива, иных видов биомассы, биогаза, тепла земли) [24].

Катализатор — химическое вещество, ускоряющее реакцию, но не расходующееся в процессе реакции.

Маневренность ТЭС – способность выполнять переменный суточный график электрической нагрузки.

Энергоблок — почти автономная часть атомной или неядерной тепловой электрической станции, представляющая собой технологический комплекс для производства электроэнергии, включающий различное оборудование, например, паровой котёл или ядерный реактор, турбину, турбогенератор, повышающий трансформатор, вспомогательное тепломеханическое и электрическое оборудование, паропроводы и трубопроводы питательной воды и другое. [22].

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время 80% первичной энергии в мире производится из ископаемых видов топлива [1]. Среди них 32% приходится на нефть, которая по-прежнему является крупнейшим основным топливом для транспортировки. Согласно докладу Международного энергетического агентства (МЭА) о перспективах развития энергетических технологий за 2020 год, чтобы ограничить повышение глобальной температуры в пределах 2 °C, выбросы CO2, связанные с энергетическими и промышленными процессами, должны быть снижены примерно на 60% [2].

Существуют некоторые решения для снижения воздействия на окружающую среду процессов, связанных с энергетикой, таких как улавливание углерода и хранение (CCS) химическое циклическое улавливание углерода, тепловая декарбонизация и так далее [3]. Однако, хотя улавливание углерода может снизить экологические затраты, оно не может быть долгосрочным решением для устойчивого развития в контексте энергетики. Следовательно, альтернативные безуглеродные виды топлива, такие как водород и аммиак, рассматриваются как долгосрочные безуглеродные решения для обеспечения энергетической устойчивости и борьбы с изменением климата [4].

Водород рассматривается как альтернативный энергоноситель будущего из-за более высокой плотности энергии по массе, меньших экологических проблем, его обильного присутствия в различных формах во Вселенной и его конвертируемости в электричество или полезные химические вещества. Это самый легкий элемент во Вселенной, который не имеет вкуса, цвета, запаха и нетоксичен в нормальных условиях и имеет теплотворную способность в 2,4, 2,8 и 4 раза выше, чем у метана, бензина и угля соответственно [5].

Большая часть водорода, доступного на земле, находится в форме H2O, и для разрыва водородно-кислородной связи в воде необходимо подвести энергию. Способы производства водорода различаются видом подведенной энергии (электрическая, тепловая, ядерная и др.). Для производства водорода разработан ряд технологий: паровой риформинг природного газа, электролиз воды, газификация угля, а также расщепление воды термохимическими методами, например циклом Cu-Cl.

Целью данной работы является рассмотрение и выбор наиболее доступного варианта получения водорода с использованием цикла Cu-Cl в данных условиях.

1. МЕТОДЫ И ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

1.1 Классификация и анализ методов производства водорода

Водород – один из перспективных видов альтернативного топлива, который можно получать из различных энергетических источников. В настоящее время водород используется в нефтепереработке для гидроочистки, для производства аммиака, пластмасс, метанола, в стекольной и электронной промышленности. Также водорода является одним из вариантов ракетного топлива. Популярно использование транспорта на топливных элементах, в которых производится электричество с использованием водорода.

Как показано на рисунке 1.1, водород является ключевой цепочкой между отраслями, потребляющими водород, такими как заводы по производству аммиака и этанола, и некоторыми важными секторами, такими как электросети, газовые сети, транспорт, жилищное хозяйство, сельское хозяйство и хранение энергии [6]. Водород играет интегрирующую роль между этими секторами, одновременно повышая производительность электросетей.



Рисунок 1.1 – Важность водорода в интеграции различных секторов энергетики.[6]

Водород может быть эффективно преобразован в электричество, и наоборот [7]. Он может быть получен из возобновляемых материалов, таких как биомасса и вода, и, что наиболее важно, он является экологически чистым во всех процессах, использующих водород [8].

Водород рассматривается как альтернативный энергоноситель будущего из-за более высокой плотности энергии по массе, меньших экологических проблем при его сжигании и его обильного присутствия в различных формах во Вселенной, а также его конвертируемости в электричество или полезные химические вещества. Это самый легкий элемент во Вселенной, который не имеет вкуса, цвета, запаха и нетоксичен в нормальных условиях и имеет теплотворную способность в 2,4, 2,8 и 4 раза выше, чем у метана, бензина и угля соответственно [5].

Существующие в настоящее время технологии производства водорода разделяются на три категории [52]:

1. термохимические процессы;
2. электролитические процессы;
3. фотолитические процессы.

К термохимическим процессам производства водорода относятся:

* паровой риформинг природного газа;
* частичное окисление метана;
* газификация угля и биомассы;
* получение водорода их цикла CuCl.

К электролитическим процессам производства водорода относятся:

* электролиз воды;
* обратимые топливные элементы/электролизеры.

К фотолитическим процессам производства водорода относятся:

* фотоэлектролиз;
* фотобиологические процессы.

На настоящий момент наиболее экономически выгодным считается производство водорода из ископаемого сырья и наиболее доступным и дешёвым процессом является паровая конверсия. Снизить уровень выбросов углерода в производственных отраслях можно за счет водорода, полученного с использованием низкоуглеродных технологий, для этого можно применять технологии улавливания и хранения углекислого газа, а также электролиза воды.

Цветовая градация водорода зависит от способа его выработки и углеродного следа, то есть количества вредных выбросов:

1. «зеленый» — произведён с помощью энергии из возобновляемых источников методом электролиза воды, считается самым чистым;
2. «голубой» — произведенный из природного газа; в этом случае углекислый газ накапливается в специальных хранилищах;
3. «желтый» — произведенный при помощи атомной энергии.

При производстве «серого» водорода вредные выбросы идут в атмосферу. Себестоимость «зеленого» водорода около 10 долларов за килограмм, «голубой» и «желтый» водород в несколько раз дешевле «зеленого» — от 2 долларов за килограмм.

Производство водорода может быть сосредоточено на централизованных крупных предприятиях, что понижает себестоимость производства, но требует дополнительных расходов на доставку водорода к водородным автозаправочным станциям. Другим вариантом является маломасштабное производство непосредственно на специально оборудованных водородных автозаправочных станциях.

Системы производства водорода могут быть спроектированы и разработаны для производства водорода из водородсодержащих ресурсов. Методы производства водорода классифицируют либо по типу ресурса, из которого получают водород, либо по виду технологического источника энергии [8]. Источники энергии, содержащие водород, подразделяются на возобновляемые и невозобновляемые (рисунок 1.2 а). Хотя производство водорода на основе ископаемых ресурсов необходимо исследовать и совершенствовать, предполагается, что основным подходом будут «зеленые» методы получения чистого водорода из биомассы и воды с использованием возобновляемой электроэнергии или теплоты от ядерной и солнечной энергии.

Источники энергии (рисунок 1.1 б), приводящие в действие процесс производства водорода, могут быть тепловыми, биологическими, механическими, электрическими или фотонными. Для оценки эффективности способов производства водорода и выбора наилучшего возможного варианта необходима оценка жизненного цикла.



Рисунок 1.2 – Способы получения водорода: а) по типу исходного ресурса; б) технологический процесс на основе источника энергии.

Сегодня паровой риформинг природного газа, газификация угля и электролиз воды являются хорошо отработанными технологиями производства водорода и используются в промышленных масштабах. В 2005 г. 48% мирового спроса на водород удовлетворялось за счет парового риформинга природного газа, около 30% — риформинга отходящих газов нефтехимической промышленности, 18% — газификации угля, 3,9% — электролиза воды и 0,1% за счет других источников [51].

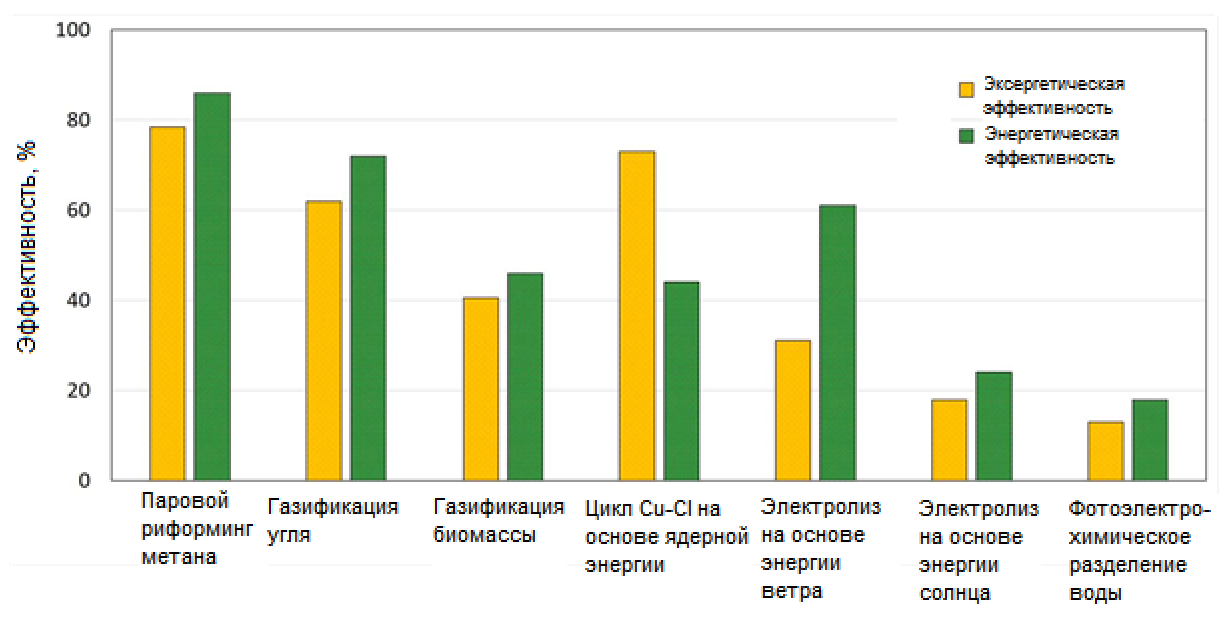
Сравнение технологии парового риформинга метана как краткосрочной технологии производства водорода с газификацией биомассы и электролизом на основе энергии ветра в качестве среднесрочных технологий, а также термохимических циклов и фотонного расщепления воды в качестве долгосрочных технологий на основе отчетов LCA [10-14] представлено на *рисунке* 1.3 и *рисунке* 1.4. Как следует из диаграмм, хотя методы термохимического цикла Cu-Cl на основе ядерной энергии и фотоэлектрохимического разделения воды имеют значительно более низкий потенциалом глобального потепления GWP по сравнению с паровым риформингом метана и газификацией биомассы, однако стоимость водорода, получаемого этими методами, пока не конкурентоспособна с методом парового риформинга.

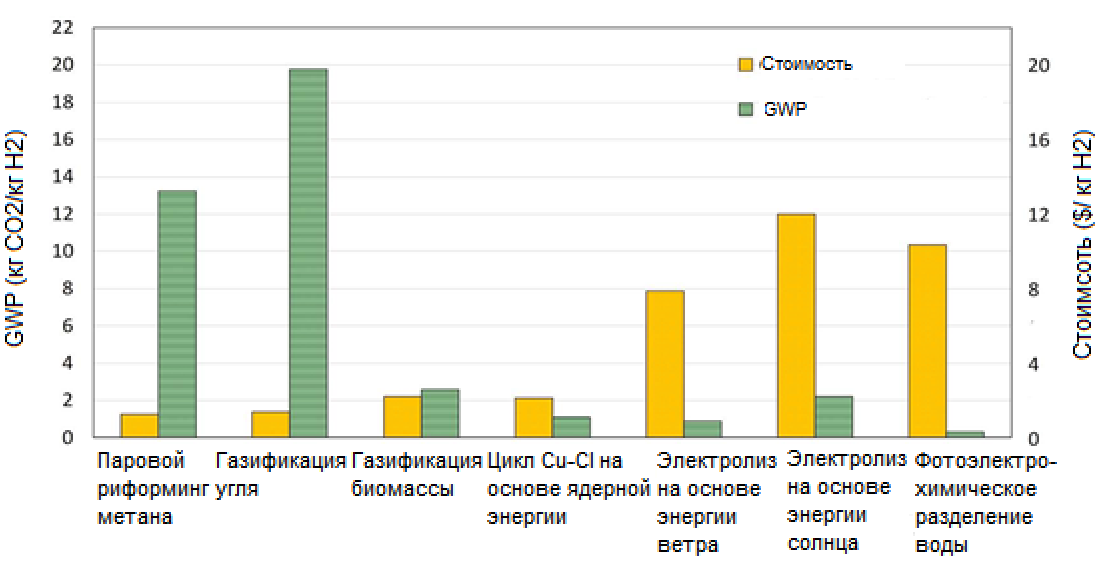
Рисунок 1.3 – Эксергетическая и энергетическая эффективность методов производства водорода

Рисунок 1.4 – Потенциал глобального потепления и удельная стоимость методов производства водорода

Поскольку важно производить водород с минимальным потенциалом глобального потепления GWP и воздействием на окружающую среду, то появляющиеся технологии с низким уровнем выбросов, такие как электролиз на основе энергии ветра, фотонное расщепление воды, наряду с ядерными и солнечными термохимическими циклами разделения воды могут рассматриваться в качестве технологий с почти нулевым уровнем выбросов для производства водорода в долгосрочной перспективе [14].

На самом деле, производство водорода из возобновляемых источников сталкивается со многими проблемами, такими как высокая температура разложения биомассы и расщепления воды, а также необходимость в дорогостоящих материалах для процессов производства водорода [15]. Поскольку обеспечение достаточного количества тепловой энергии само по себе имеет высокий потенциал глобального потепления GWP, важно интегрировать установки по производству водорода в системы, где энергия вынуждено отводиться в окружающую среду, т. е. расходуется впустую.

1.2 Сущность термохического метода производства водорода

Термохимические циклы расщепления воды основаны на разложении воды посредством повторяющихся стадий химических реакций с использованием промежуточных реакций и веществ, которые в свою очередь перерабатываются в ходе этих процессов, так что общие реакции эквивалентны диссоциации молекулы воды на водород и кислород [16]. Теоретически, тепловая энергия является единственным источником энергии для данного процесса. Термохимический цикл расщепления воды предназначен для производства водорода с использованием тепловой энергии и переработкой веществ для повторного использования. Термохимические циклы расщепления воды мало зависят от катализатора, и единственным потребляемым веществом в цикле является вода, которая в свою очередь является источником водорода, а все остальные вещества могут быть циклически использованы [17].

Преимущества термохимических циклов расщепления воды: для процесса разделения O2-H2 не требуется наличие мембран; диапазон рабочих температур 500 -1800 °C (в большинстве случаев); отсутствие необходимости в дополнительном потреблении электроэнергии в чистых термохимических циклах и низкая потребность в электроэнергии в гибридных термохимических циклах.

Термохимические циклы требуют для реализации либо только тепловую энергию как показано на *рисунке* 1.5а, и называются чистыми термохимическими циклами, либо тепловую и другую форму энергии, и тогда называются гибридными термохимическими циклами (*рисунок* 1.5б). В гибридных термохимических циклах вода, высокотемпературная теплота от солнечных установок или ядерных реакторов, а также электричество или фотонная энергия являются входными составляющими, в то время как водород и кислород являются выходными составляющими [18].

Воду можно разложить на H2 и O2 всего за одну стадию. Однако ввиду потребности в очень высокой температуре, необходимой для одностадийного цикла, термохимические циклы рациональнее применять как повторяющийся набор реакций, в которых вода расщепляется с использованием тепловой энергии при температурах ниже 2000 °C и обычно в два или более этапов [19].

Наиболее разработанным является термохимический цикл на основе взаимодействия меди и хлора [19].

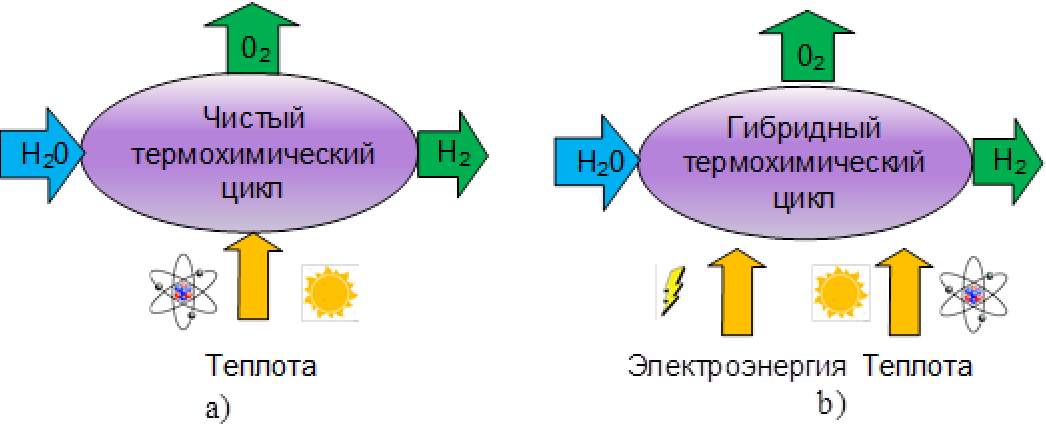


Рисунок 1.5 – Общая схема чистых и гибридных термохимических циклов

1.3 Термохимические методы производства водорода

1.3.1 Риформинг природного газа

Основной технологией производства водорода в мире в настоящее время является паровой риформинг природного газа (конверсия природного газа (главным образом) при воздействии различных окислителей (CO2, H2O, O2, воздух и их смеси) с образованием продукта с высоким содержанием H2 и CO) [53-61]. По данной технологии получают около 85% производимого в мире водорода, что обусловлено достаточно высокой эффективностью процесса, приемлемой стоимостью и отлаженной инфраструктурой транспортировки исходного сырья.

Производство водорода при паровом риформинге природного газа (или метана из других источников) происходит в три стадии. Вначале метан подвергается риформингу при повышенных температурах (обычно 500–950 ͦС) и давлении (около 3 МПа) в присутствии катализатора (обычно Ni) с образованием синтез–газа (смесь СО + 3Н2):

*СН4 + Н2О ↔ СО + 3Н2 + 206* кДж/моль *СН4* (1.1)

Реакция риформинга обычно эндотермическая и требует подвода тепла извне, которое часто получается при сжигании части входящего природного газа (вплоть до 25%) или отходящих газов, таких как промывочный газ из системы очистки водорода. Обычно массовое отношение пар/углерод составляет около трех и более, чтобы избежать нароста нагара на катализаторе (при низких отношениях углерод может осаждаться на катализаторе).

Образующийся синтез–газ затем взаимодействует с избытком водяного пара с образованием дополнительного количества водорода по реакции:

*CO + H2O ↔ CO2 + H2 – 42* кДж/моль *СО* (1.2)

Эта реакция протекает при более низких температурах (обычно ниже 600 ͦ С), чем реакция риформинга, в несколько стадий, каждая из которых проходит при более низкой температуре, чем предыдущая. Более высокая температура (350–475 ͦ С) способствует большей конверсии СО в водород; на этой стадии может быть использован катализатор на основе железа. На последующих стадиях при более низких температурах (200–250 ͦ С) может применяться катализатор на основе меди; концентрация СО в синтез–газе при этом снижается до нескольких процентов и ниже.

Полученный при паровом риформинге газ состоит главным образом из Н2 (70–80%) с небольшими количествами СН4 (2–6%), СО (7–10%) и СО2 (6–14%) [53, 54]. На последней стадии проводится очистка полученного водорода, степень которой зависит от области возможного применения водорода. Для этого обычно применяются системы адсорбции с изменяющимся давлением для удаления паров воды, СН4, СО2, N2 и CO, или Pd-мембраны. При такой очистке получается водород чистотой 99,999% [53].

Если водород предназначен для применения в ТЭ, то содержание СО должно быть снижено до менее, чем 10 ppm. В этом случае используется система предпочтительного окисления. При этом полученный газ с добавкой воздуха пропускается над слоем катализатора. При определенной температуре реакция:

CO + ½ O2 → CO2  (1.3)

Недавно предложено повышать эффективность парового риформинга с помощью сорбента (окись кальция), который способствует удалению выделяющихся при конверсии СО2 и СО и повышению содержания водорода. Образующийся при риформинге метана в присутствии сорбента газ имеет состав: 90% Н2, 10% СН4, 0,5% СО2 и <50 ppm СО, так что не требуется последующей обработки и очистки (если только водород не предназначен для использования в ТЭ), которые могут быть дорогими, особенно в риформирах с небольшими объемами производства [53].

Стоимость водорода, полученного паровым риформингом природного газа, является самой низкой, по сравнению с другими методами изготовления и существенно снижается по мере увеличения производительности риформера от 1,3 долл./кг Н2 для сравнительно малых промышленных установок мощьностью 270 тыс.м3 Н2/сутки до 0,66 цента/кг Н2 для крупных (мощностью 7–25 млн м3 Н2/сутки) [60].

Серьезную проблему составляют и выбросы в атмосферу больших количеств СО2, утилизация которого требует значительных капитальных затрат и эксплуатационных расходов, что существенно повышает стоимость водорода.

Кроме того, метод паровой конверсии природного газа плохо адаптируется на установки малой производительности для децентрализованного производства водорода (например, заправочных станций, автономных энергосистем и т.п.). Еще одним недостатком этого метода является наличие в водороде примесей СО, что предъявляет дополнительные требования к его очистке, особенно при использовании в ТЭ.

Согласно прогнозам специалистов, этот метод получения водорода будет использоваться на начальной стадии перехода к водородной энергетике, что упростит решение проблемы, когда из-за отсутствия инфраструктуры нет спроса на “водородные” автомобили, а при отсутствии последних не создается инфраструктура [61].

1.3.2 Частичное окисление природного газа

Вторым коммерческим методом для производства водорода из углеводородов является частичное окисление. Метан или некоторые другие углеводородные ископаемые (например, нефть) окисляются кислородом с образованием СО и Н2 по реакции:

*СН4 + 1/2О2 → СО + Н2 + 36* МДж/кмоль *СН4*(1.4)

Реакция экзотермическая и не требует подвода тепла извне, поэтому нет необходимости в использовании теплообменников. Из-за высокой температуры не нужен и катализатор, однако выход Н2 на моль СН4 (и кпд системы) можно значительно повысить при его использовании.

Реактор частичного окисления более компактен, чем паровой риформер, а его кпд относительно высокий (70–80%) [53]. Хотя сам реактор частичного окисления более дешевый, чем паровой риформер, но рабочий реактор и системы очистки водорода более дорогие. По этой причине при использовании данного метода для постоянного производства водорода требуется разработка дешевых технологий его очистки.

1.3.3 Автотермальный риформинг

Этот метод является сочетанием парового риформинга и частичного окисления природного газа. Температура на выходе из реактора находится в области 950– 1100 С, а давление газов может достигать более 100 МПа[53]. В отличие от парового, автотермальный риформинг не требует подвода тепла, поскольку реакция экзотермическая, что позволяет упростить и удешевить авториформеры. Однако необходимость очистки выходящих газов все же увеличивает стоимость производства водорода и снижает кпд до 65–75% [55].

Следует отметить, что с точки зрения экологии получение водорода из природного углеводородного сырья мало чем отличается от его непосредственного сжигания. Если в последнем случае вредные выбросы в атмосферу появляются на стадии использования топлива, то в первом мы имеем те же выбросы, но на стадии изготовления водорода. Поэтому основными составляющими новых технологий производства водорода из природных ископаемых являются процессы улавливания

сопутствующих газов, в первую очередь СО2. В этом плане перспективным представляется получение водорода парогазовой конверсией угля.

1.3.4 Производство водорода парогазовой конверсией угля

Водород можно получать из угля с помощью различных процессов газификации (например, в неподвижном, жидком слое или газификацией в потоке). На практике предпочтительны высокотемпературные процессы газификации в потоке, поскольку максимально увеличивают превращение угля в газ и, таким образом, позволяют избежать образования значительного количества легковоспламеняемого остатка смолы и фенолов [53].

Газификация угля обычно протекает при температурах 1200–1350 ͦ С и описывается уравнением реакции [53-56]:

*C (тв.) + Н2О +* теплота *→ СО + Н2* (1.5)

Реакция эндотермическая и требует подвода тепла извне, как и при риформинге природного газа. Образующийся СО затем может быть дополнительно конвертирован в водород при взаимодействии с водяным паром по реакции:

*CO + Н2О → Н2 + СО2* (1.6)

Исследованию процессов получения водорода из твердых топлив в настоящее время уделяется значительное внимание во всем мире, поскольку запасы угля огромные и находятся во многих частях мира. Например, в США разрабатывается национальная программа «Водород из угля», в которой указано, что внедрение водородных энерготехнологий в промышленность является прямым путем к сокращению эмиссии парниковых газов в окружающую среду и увеличению энергетической эффективности и экологической чистоты промышленного производства [56].

Установки парогазовой конверсии угля на сегодняшний день являются наиболее экологически чистыми и по сравнению с другими существующими твердотопливными энергоустановками отличаются повышенным кпд (39–44%). Недостатком их является относительно низкое содержание водорода в синтез–газе (обычно не выше 40% (об.)) [60]. Увеличить его (от 50 до 80% (об.)) можно путем применения новейших технологий паровой газификации угля с использованием технологий химических циклов, а повысить кпд выше 50% — с помощью ТЭ [57, 58]. Использование технологий химических циклов может обеспечить не только повышение содержания водорода в полученном газе, высокий кпд твердотопливных парогазовых установок, но и позволит удалять СО2 непосредственно в газификаторе или на выходе из него при высоких температурах [60].

Кроме того, совместное производство водорода и энергии на централизованных заводах с использованием технологий химических циклов с поглощением и консервированием углерода имеет потенциальные возможности производить рентабельный, не содержащий СО2 водород [59, 60].

1.3.5 Производство водорода из цикла Cu-Cl

Существует несколько различных циклов Cu-Cl, различающихся количеством промежуточных реакций, используемых для разложения воды с образованием водорода и кислорода.

Три основные группы циклов сгруппированы по количеству стадий, и это трех -, четырех-и пятиступенчатые циклы.

2 КОНФИГУРАЦИИ ЦИКЛА МЕДЬ-ХЛОР (Cu-Cl)

2.1 Описание системы

Цикл Cu-Cl состоит из набора реакций для достижения общего разделения воды на ее составляющие, водород и кислород. Общая чистая реакция составляет H2 2 (г) + 1/2 2 O2(г). В цикле Cu-Cl используется ряд промежуточных соединений меди и хлоридов. Эти химические реакции образуют замкнутый внутренний цикл, который непрерывно перерабатывает все химические вещества без выделения каких-либо парниковых газов.

Было показано, что цикл Cu-Cl [12,19] является потенциально привлекательным вариантом для получения водорода из ядерной энергии. Ожидается, что по сравнению с другими вариантами производства водорода термохимический цикл Cu-Cl будет иметь более высокую эффективность, производить водород с меньшими затратами и оказывать меньшее воздействие на окружающую среду за счет сокращения выбросов в атмосферу, твердых отходов и энергетических расходов.



Рисунок 2.1-Концептуальная схема термохимического пятиступенчатого цикла производства водорода Cu-Cl

На рисунке 2.1 видно, что в цикл Cu-Cl поступает только вода и тепло, получаемое из ядерных источников, и образуются только H2 и O2, в то время как выбросы парниковых газов отсутствуют. На первом этапе цикла пар при 400°C и твердый хлорид меди (CuCl2) при 400°C из сушилки поступают в псевдоожиженный слой, где происходит эндотермическая химическая реакция, в результате которой образуется соляной газ (HCl) и Cu2OCl2. Соляной газ сжимают и Cu2OCl2 переводят на другую стадию процесса после повышения его температуры до температуры реакции получения кислорода 500°C. На втором этапе (производство кислорода) происходит эндотермическая химическая реакция, в ходе которой нагревается Cu2OCl2 и образуются O2 и монохлорид меди (CuCl). Жидкий монохлорид меди затвердевает путем охлаждения до 20°C, после чего он поступает на третью стадию (производство меди) вместе с твердым монохлоридом меди с пятой стадии. На третьем этапе твердый монохлорид меди и вода эндотермически взаимодействуют при 20°C. Вода действует как катализатор в этой реакции и не вступает в реакцию с другими элементами или соединениями. Третья реакция включает стадию электролиза, что делает ее самой дорогой стадией в зависимости от цены на электроэнергию. В этой реакции образуются твердая медь и водный раствор хлорида меди. Смесь хлорида меди и воды подается в сушилку, и твердая медь поступает на пятую стадию после повышения ее температуры до соответствующей рабочей температуры. На пятой стадии (производство водорода) поступают соляной газ и медь, которые преобразуются в газообразный водород (H2) и твердый монохлорид меди (CuCl) в стационарной реакции при 450°C.

В настоящее время исследуются три различных варианта цикла Cu-Cl: 3-ступенчатый, 4-ступенчатый и 5-ступенчатый циклы.

2.2 Трехступенчатый Цикл Cu-Cl

В трехступенчатом цикле Cu-Cl есть два различных варианта конфигурации.

2.2.1 Первый вариант

В этом трехступенчатом варианте цикл медь-хлорид, показанный на рисунке 2.2, состоит из трех основных реакций, показанных в таблице 2.1. Можно обнаружить, что шаг S-i примерно эквивалентен группировке шагов S1, S2 и S4 пятиступенчатого цикла или комбинации шагов S-I и S-II четырехступенчатого цикла.

Таблица 2.1- Реакции в трехступенчатом цикле Cu-Cl (первый вариант).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Шаг | Реакция | | | Диапазон температур (°C) |
| S-i |  | | | 400~600 |
| S-ii |  | | | 20~80 |
| S-iii |  |  |  | 430~475 |



Рисунок 2.2- Концептуальная блок-схема трехступенчатого цикла Cu-Cl (первый вариант).

2.2.2 Второй вариант

Цикл медь-хлорид, показанный на рис. 2.3, состоит из трех основных реакций, показанных в таблице 2.2. Реакция 1 представляет собой электролитический процесс, в котором хлорид меди (CuCl) преобразуется в хлорид меди (CuCl2) на аноде, а ион водорода преобразуется в Н2 на катоде. CuCl2 из реакции 1 гидролизуется до оксихлорида меди (Cu2OCl2) при 400°C в соответствии с реакцией 2. Затем Cu2OCl2 разлагается с образованием расплавленного CuCl и кислорода при 550°C и 1 бар в реакции 3. Все реакции были продемонстрированы в экспериментах по проверке концепции в Аргоннской национальной лаборатории (Аргонн) и компании "Атомная энергия Канады Лимитед" (AECL) (Lewis et al., 2009a).



Рисунок 2.3- Схема второго варианта трехступенчатого цикла Cu-Cl

Таблица 2.2- Реакции в трехступенчатом цикле Cu-Cl (второй вариант).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | Реакция | Условия |
| 1. | Электролиз |  | 100°C, 24 bar |
| 2. | Гидролиз |  | 400°C, 1 bar |
| 3. | Разложение |  | 550°C, 1 bar |

2.3 Четырехступенчатый Цикл Cu-Cl

В четырехступенчатом цикле Cu-Cl есть два различных варианта конфигурации.

2.3.1 Первый вариант

Четырехступенчатый цикл Cu-Cl показан на рисунке 2.4, с основными реакциями, описанными в таблице 2.3. Из рисунка 2.4 видно, что шаг I примерно эквивалентен комбинации шагов 1 и 4 в пятиступенчатом цикле. Как подробно описано в разделе 2.4, в случае 5-ступенчатого цикла водный хлорид меди сначала высушивается до твердого продукта частиц хлорида меди; затем подается в реактор гидролиза для получения оксихлорида меди. 4-ступенчатый цикл (Wang et al., 2009) объединяет эти процессы вместе, подавая водный раствор хлорида меди в камеру гидролиза, например, распыляя раствор совместно протекающим паром для получения того же продукта оксихлорида меди (см. таблицу 2.3). 4-ступенчатый процесс имеет преимущество в снижении сложности за счет исключения обработки твердых частиц и, следовательно, меньшего количества оборудования. Однако 5-ступенчатый процесс может быть выгодным с точки зрения энергоэффективности и эксергетической эффективности, поскольку для удаления воды в процессе сушки может использоваться тепло более низкого качества, а не высокотемпературное тепло в реакторе гидролиза для ненужного скрытого тепла испарения воды.

Таблица 2.3 - Реакции в четырехступенчатом цикле Cu-Cl (первый вариант).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Шаг | Реакция | Температурный график (°C) |
| S-I |  | 375~400 |
| S-II |  | 500~530 |
| S-III |  | 30~80 |
| S-IV |  | 430~475 |



Рисунок 2.4: Концептуальная технологическая схема первого варианта четырехступенчатого цикла Cu-CL.

2.3.2 Второй вариант

Этот вариант представляет цикл Cu-CL, который демонстрируется в Исследовательской лаборатории чистой энергии (CERL) в UOIT. Настройка основана на четырехступенчатом цикле Cu-CL, который приведен в таблице 2.4 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.4: Реакции в четырехступенчатом цикле Cu-CL (второй вариант).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Шаг | Реакция | | | Температура (°C) |
| 1. Производство водорода |  | | | <100 (электролиз) |
| 2. Сушка |  | | | <100 |
| 3. Гидролиз |  | | | 400 |
| 4. Производство кислорода |  |  |  | 500 |

2.4 Пятиступенчатый цикл Cu-Cl

Концептуальная схема пятиступенчатого цикла Cu-CL показана на рисунке 2.6. Этот цикл включает три термохимические реакции и одну электрохимическую реакцию, как показано в таблице 2.5.

1. Производство HCl(g) с использованием псевдоожиженного слоя

2. производство кислорода,

3. производство меди (cu),

4. сушка и производство водорода.

На каждой стадии происходит химическая реакция, за исключением сушки (см. таблицу 2.5).

Таблица 2.5: Пять этапов цикла Cu-CL с соответствующими реакциями.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Шаг | Реакция | Диапазон температур |
| S1 |  | 400°C |
| S2 |  | 500°C |
| S3 |  | 25-80°C |
| S4 |  | >100°C |
| S5 |  | 430-475°C |

Как показано на рисунке 2.6, в цикл поступает только вода и тепло, получаемое из ядерного топлива, и образуются только H2 и O2 (без выбросов парниковых газов). Жидкая вода при температуре окружающей среды поступает в цикл и проходит через несколько теплообменников, где она превращается в пар с температурой 400 °C. Тепло для этого процесса получается в результате охлаждения газов водорода и кислорода перед их выходом из цикла. Пар при 400°C и твердый хлорид меди (CuCl2) при 400°C из сушилки поступают в псевдоожиженный слой (S1), где происходит химическая реакция. Химическая формула для этой реакции, следующая:

 (2.1)

Эта реакция является эндотермической и дает газообразную соляную кислоту (HCl) и Cu2OCl2. Газообразную соляную кислоту сжимают и Cu2OCl2 переводят на другую стадию процесса после повышения его температуры до температуры реакции получения кислорода 500°C.

На втором этапе (производство кислорода) (S2) происходит эндотермическая химическая реакция:

 (2.2)

в котором нагревают Cu2OCl2 и получают О2 и монохлорид меди (CuCl). Жидкий монохлорид меди затвердевает путем охлаждения до 20°C, после чего он поступает на третью стадию (производство меди) (S3) вместе с твердым монохлоридом меди с пятой стадии. На третьей стадии процесса монохлорид твердой меди и вода вступают в эндотермическую реакцию при 20°C следующим образом:

 (2.3)

Однако в этой реакции вода действует как катализатор и не вступает в реакцию с другими элементами или соединениями. Еще одна спецификация для этой третьей реакции, которая отличает этот этап от других и делает его самым дорогим, исходя из цены на электроэнергию, заключается в том, что происходит электролиз. В этой реакции образуются твердая медь и водный раствор хлорида меди. Смесь хлорида меди и воды переносится в сушилку (S4), и твердая медь поступает на пятую ступень после того, как ее температура повышается до рабочей температуры этой ступени. Физическая реакция в сушилке происходит следующим образом:

 (2.4)

На пятой стадии (производство водорода) (S5) поступают соляной газ и медь, которые преобразуются в газообразный водород (H2) и твердый монохлорид меди (CuCl). Реакция протекает при 450°C в установившемся состоянии следующим образом:

 (2.5)

Альтернативная схема пятиступенчатого цикла Cu-CL приведена на рисунке 2.7. Эта схема была разработана для эффективной рекуперации тепла в рамках цикла. Как объяснялось выше, в цикле есть пять основных стадий; на каждой стадии происходит химическая реакция при различных и высоких температурах. Эти химические реакции образуют замкнутый внутренний цикл, который непрерывно перерабатывает все химические вещества.



Рисунок 2.6: Концептуальная технологическая схема пятиступенчатого цикла Cu-CL



Рисунок 2.7 - Вариант пятиступенчатого цикла Cu-CL для эффективной рекуперации тепла в рамках цикла.

Продукт одной стадии является реагентом для другой. Однако, поскольку каждый этап имеет разную температуру, продукт этапа необходимо охладить или нагреть до температуры следующего этапа, прежде чем вводить его. Таким образом, в рамках цикла существует множество возможностей рекуперации тепла.

3 МАНЕВРЕННОСТЬ ТУРБИН

Под маневренностью энергетического оборудования понимают комплекс свойств, определяющих его способность быстро откликаться на требование энергосистемы изменить свою мощность, быстро пускаться и останавливаться без снижения надежности оборудования в недопустимых пределах.

К числу наиболее важных свойств, входящих в этот комплекс, относятся:

* регулировочный диапазон турбоустановки или энергоблока, число допустимых изменений нагрузки в пределах регулировочного диапазона за срок службы и скорость изменения нагрузки;
* длительности пуска энергоблока или турбины из различных тепловых состояний и их допустимое число за срок службы;
* возможность работы при аварийных режимах в энергосистеме.

Реализация этих свойств зависит от целого ряда факторов: топлива, на котором работает станция, параметров пара, назначения и конструкции паропроизводящей установки и турбины и т.д.

Регулировочный диапазон энергоблока или турбоустановки определяется верхним и нижним пределами нагрузки, т.е. интервалом ее изменения, внутри которого мощность может изменяться автоматически и без изменения состава вспомогательного оборудования и числа горелочных устройств котла. Это означает, что при снижении нагрузки не включается БРОУ для направления части пара в обвод турбины в конденсатор, а при повышении нагрузки не отключаются ПВД или сетевые подогреватели (для теплофикационных энергоблоков). Паропроизводительность котла не может быть ниже определенного минимального значения, обусловленного его надежной работой, например устойчивостью горения топлива, условиями движения воды в трубах котла, температурным режимом отдельных элементов. Поэтому регулировочный диапазон для энергоблоков в первую очередь определяется регулировочным диапазоном парового котла, который для котлов, работающих на газе и мазуте, составляет (30 – 100) %, а на пылеугольном топливе —(70 – 100) % (в зависимости от типа шлакоудаления в котле). При изменении нагрузки внутри регулировочного диапазона температура свежего пара и пара промежуточного перегрева должна поддерживаться в строгих пределах, с тем чтобы не вызвать отрицательных последствий.

Регулировочный диапазон теплофикационного энергоблока (или турбоустановки) прежде всего определяется той тепловой нагрузкой, которую он несет. Электрическую мощность турбины нельзя снизить ниже той, которая создается теплофикационным потоком пара, и повысить выше той, которая вырабатывается максимальным конденсационным потоком пара, т.е. увеличением расхода свежего пара вплоть до максимального. *Если тепловая нагрузка велика, то мощность конденсационного потока мала, и маневренные возможности теплофикационной турбины малы.*

При малых тепловых нагрузках турбина может изменять свою мощность в достаточном широком диапазоне, а при конденсационной нагрузке — в том диапазоне, который определяется возможностями турбины, котла, питательной установки.

Дополнительные ограничения регулировочного диапазона создаются такими факторами, как давление в теплофикационных отборах, от которых зависят напряжения в рабочих лопатках предотборных ступеней и осевое усилие, воспринимаемое упорным подшипником, давление в камере регулирующей ступени и т.д.

Конечно, ограничение паропроизводительности котла вовсе не означает, что энергоблок не может работать на меньших нагрузках. В этом случае значительная часть пара, вырабатываемого котлом, должна сбрасываться в обвод турбины в конденсатор, т.е. бесполезно. Длительная работа в таком режиме, как правило, недопустима из экономических соображений.

*При работе турбины внутри регулировочного диапазона должна обеспечиваться без вредных последствий вполне определенная скорость изменения нагрузки.* Узаконенные требования по скоростям изменения нагрузки теплофикационных турбин внутри регулировочного диапазона отсутствуют. Поэтому приведем их для конденсационных турбин и энергоблоков. Если давление перед турбиной поддерживается постоянным, то средняя скорость изменения нагрузки может составлять 1—1,5 % номинальной мощности в минуту. Например, для газомазутного энергоблока мощностью 800 МВт снижение мощности до 500 МВт может производиться за 25 мин и более. В реальных условиях в отдельные периоды скорость изменения нагрузки может быть и выше, однако тогда диапазон изменения нагрузки должен быть меньше; должна снижаться скорость изменения нагрузки и после «скачка» нагрузки. Например, при изменении нагрузки в пределах 20— 25 % номинальной мощности может быть допущена скорость ее изменения до 4 % номинальной мощности в минуту, но тогда последующее изменение мощности (в том же направлении) должно быть ограничено значением 0,7—1 % в минуту. Причина этого требования очевидна: малоцикловая прочность деталей энергоблока определяется разностями температур в детали, а они определяются диапазоном и скоростью изменения температуры в проточной части турбины. В свою очередь, эти значения зависят от диапазона и скорости изменения нагрузки, поэтому, варьируя их, можно управлять температурными напряжениями.

Если мощность турбины регулируется с помощью скользящего давления пара перед ней, то, как мы известно, температура в проточной части изменяется очень мало. Поэтому в таком случае скорости изменения нагрузки внутри регулировочного диапазона могут быть допущены большими, вплоть до 6% номинальной мощности в минуту. При соблюдении этих требований по скоростям изменения нагрузки детали оборудования энергоблока должны быть способны выдержать около 20 тыс. циклов нагружений и разгружений в пределах полного регулировочного диапазона без появления трещин малоцикловой усталости.

Обязательным требованием ко всем строящимся в настоящее время конденсационным энергоблокам является *определенное число пусков, которое должно выдержать оборудование энергоблока за срок службы без повреждений от малоцикловой усталости при предусмотренных инструкциями графиках пуска.* Так, например, энергоблоки мощностью 300 МВт и ниже должны выдерживать не менее 100 пусков из холодного, 1000 — из неостывшего и 900 — из горячего состояний. Для энергоблоков мощностью 500 МВт и выше эти значения соответственно равны 100, 600 и 300. Для вновь вводимых энергоблоков, пригодных для работы в полупиковой части графика нагрузки, требования еще более жесткие: они должны выдерживать не менее 1400 пусков из неостывшего и 6000 — из горячего состояний.

В число свойств, определяющих маневренность, входит и *возможность работы при аварийных ситуациях в энергосистеме,* когда требуются очень быстрое изменение нагрузки и последующая работа на ней. Прежде всего энергоблоки должны допускать за срок службы не менее 90 сбросов с любого значения исходной нагрузки до нижнего предела регулировочного диапазона со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования, с последующей работой любой длительности на новой нагрузке.

Дополнительными требованиями к маневренности являются возможность сброса до нагрузки собственных нужд и длительная работа в таком режиме. Необходимо подчеркнуть, что возможность выполнения всех указанных требований к маневренности закладывается конструкторами и технологами при проектировании и изготовлении оборудования энергоблока, а также при тщательной разработке инструкций по пуску и другим переходным режимам. Реальное их выполнение определяется эксплуатационным персоналом. Еще раз подчеркнем, что *основным последствием нарушений пусковых инструкций является либо повышенный расход топлива (при удлиненных по сравнению с инструкцией временах переходных процессов), либо ускоренное накопление повреждений и преждевременный выход оборудования из строя.* При этом особенность накопления повреждений состоит в том, что отказы и аварии из-за них происходят не сразу, а спустя 5, 10, 15 лет эксплуатации. Поэтому тщательное выдерживание графиков переходных процессов является непременным требованием к качеству эксплуатации.

Высокая маневренность энергоблока обеспечивается всем его оборудованием, особенно маневренностью турбоагрегата. Если, например, мощность турбины не может быть быстро повышена из-за удлинения ротора относительно корпуса, то и энергоблок в целом не может увеличить нагрузку. Однако даже при очень высокой маневренности турбоагрегата нельзя обеспечить высокую маневренность энергоблока при недостаточных возможностях другого оборудования, в первую очередь оборудования турбоустановки и котла.

Для высокой маневренности необходима тщательно продуманная пусковая схема. В этом вопросе нет мелочей, непродуманность любого элемента или операции может привести к резкому увеличению длительности пусковых операций.

И, конечно же, работа энергоблока в условиях частых разгружений- нагружений, пусков и остановок невозможна без хорошей подготовки оперативного персонала и хорошего понимания всех опасностей, которые порождаются этими режимами.

*Повышение маневренности турбоустановок и их перевод в режимах частых разгружений - нагружений*

Повышение маневренности действующего оборудования, особенно мощных энергоблоков, является сложной задачей, решение которой в полной мере доступно лишь персоналу наладочных организаций, работающих в содружестве с заводом-изготовителем турбины и научно-исследовательскими организациями. Однако понимание существа проблем, связанных с быстрыми пусками и остановками, позволяет персоналу ТЭЦ провести ряд простых мероприятий, которые если и не сократят время основных операций по развороту ротора и нагружению турбины (этого нельзя делать без согласия завода-изготовителя), то во всяком случае увеличат долговечность работающего оборудования.

Прежде всего необходимо тщательно выполнить изоляцию турбины, регулирующих и стопорных клапанов, перепускных труб, паропроводов и арматуры на них. Это позволит избежать тепловых деформаций корпуса при остывании и большой разницы в скорости остывания перечисленных элементов, облегчит пуск из горячего состояния. *Хорошая изоляция — это простое и очень эффективное средство повышения маневренности и надежности работы турбины.*

Во многих случаях низкая маневренность турбоустановки является следствием не плохой конструкции, а несовершенства пусковой схемы. Типичными примерами этого могут быть недостаточная пропускная способность РОУ и дренажей, не позволяющая быстро прогревать паропроводы, и большое количество запорной арматуры с ручным приводом, требующей много времени для переключений.

Для работы в маневренном режиме турбина должна быть оснащена приборами для измерений параметров, характеризующих надежность работы при нестационарных режимах. Обязательно должны измеряться температура в камере регулирующей ступени, разности температур между верхом и низом корпуса, по ширине фланца, между фланцем и стенкой корпуса, между фланцем и шпильками, в характерных точках корпусов стопорного и регули- рующего клапанов и, возможно, некоторые другие параметры. Отсутствие этих измерений приводит к пускам установки вслепую, без должного контроля Дальнейшие усовершенствования с целью повышения маневренности разрабатываются наладочными организациями совместно с заводами и научно-исследовательскими институтами. При этом определятся факторы, ограничивающие скорость пуска или нагружения на отдельных этапах.

Регенеративный подогрев конденсата и питательной воды отработавшим в турбине паром обеспечивает приращение КПД современных конденсационных паротурбинных установок на 16-18 % и является одним из основных источников повышения эффективности теплоэнергетических установок и экономии топлива на электростанциях. Энергетическая эффективность регенеративного процесса заключается главным образом в уменьшении потерь теплоты в конденсаторе турбины. Пар регенеративных отборов совершает работу в турбине без потерь теплоты в конденсаторе. Холодным источником для этого пара служит конденсат и питательная вода, воспринимающие теплоту отработавшего в турбине пара. При этом повышается температура подвода теплоты в цикле, уменьшается количество теплоты, подводимой к единице массы рабочего тела, и снижаются потери теплоты в холодном источнике, что ведет к повышению термического КПД цикла паротурбинной установки и экономии топлива [37].

Регенеративный подогрев воды на теплофикационных паротурбинных установках также обеспечивает экономию топлива, уменьшая потери теплоты в конденсаторе и повышая выработку электроэнергии на тепловом потреблении. Поэтому все теплофикационные паротурбинные установки имеют развитые системы регенерации [38]. Вместе с тем имеются и существенные различия во влиянии регенеративного процесса на эффективность конденсационных и теплофикационных паротурбинных установок. Эти различия определяются главным образом технологической схемой теплофикационных турбоустановок, значительная часть которых, как отмечено ранее, может работать практически без потерь теплоты в конденсаторе.

Выполненные исследования работы теплофикационных турбин и анализ полученного материала позволили установить следующее. Так как основное назначение регенеративного процесса заключается в уменьшении потерь теплоты в конденсаторе, то при работе теплофикационных паротурбинных установок без потерь теплоты в конденсаторе или с минимальными потерями эффективность регенерации в значительной мере утрачивается. В этом случае регенеративный процесс уже не выполняет своего основного назначения - значительного повышения термического КПД цикла паротурбинной установки. Следовательно, на режимах работы теплофикационных паротурбинных установок по тепловому графику с закрытыми поворотными диафрагмами, противодавлением или ухудшенным вакуумом регенеративные отборы пара могут быть отключены практически без увеличения потерь теплоты в установке.

В общем случае уравнение материального баланса теплофикационной турбины с регулируемым отбором пара имеет вид:

, (3.1)

где – расход пара на турбоустановку,

– расход пара в теплофикационный отбор,

– расход пара в конденсатор,

– суммарный расход пара в регенеративные отборы.

В первом приближении можно считать, что параметры пара в камере регулируемого отбора турбины и в ЧНД остаются постоянными при отключении регенеративных отборов турбины. Принятое допущение оправдано, во-первых, потому, что на рассматриваемых режимах параметры пара действительно близки к постоянным, и, во-вторых потому, что такое допущение является обычным для подобных случаем и очень слабо влияет на результаты исследования.

Анализ уравнения (3.1) позволяет отметить следующее. Для данных условий работы турбины первый и второй члены правой части этого уравнения действительно представляют собой постоянные величин. Расход пара в теплофикационный отбор однозначно определяется

данным отпуском теплоты и температурой сетевой воды, значения которых в нашем случае постоянны. Вентиляционный расход пара в конденсатор при закрытой поворотной диафрагме ЧНД также является постоянной величиной, так как зависит от разницы давления пара в отборе и конденсаторе, которая для данных условий постоянна. Что же касается третьего члена правой части уравнения - суммарного расход пара в регенеративные отборы турбины, - то он будет постоянной величиной только в том случае, если все регенеративные отборы пара будут полностью включены. Если же часть регенеративных отборов отключить, то величина этого члена существенно уменьшится и может быть равна нулю. Так как поворотная диафрагма ЧНД закрыта, то отключение регенеративных отборов не приведет к увеличеник расхода пара в конденсатор, как это бывает на конденсационных режимах а вызовет эквивалентное уменьшение расхода пара на турбину.

Суммарная доля регенеративных отборов пара современных теплофикационных турбин составляет 20-25% от расхода пара на турбину. Следовательно, отключая и включая снова регенеративные отборы пара, мы можем существенно изменять расход пара на турбину, работающую по тепловому графику. Отпуск теплоты и расход пара в конденсатор при этом не изменяются, так как не изменяются факторы, определяющие их величины.

При выполнении анализа уравнения энергетического баланса теплофикационной турбины можно условно считать, что электрическая мощность турбины вырабатывается тремя различными потоками пара:

идущим в теплофикационный отбор, идущим в конденсатор и отбираемым для регенеративного подогрева конденсата и питательной воды.

.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Водород рассматривается как альтернативный энергоноситель будущего из-за более высокой плотности энергии по массе, меньших экологических проблем, его обильного присутствия в различных формах во Вселенной и его конвертируемости в электричество или полезные химические вещества.

В данной курсовой работе рассматривались методы и проблемы производства водорода, возможности применения его в различных отраслях. Из чего сделан вывод: водород может быть эффективно преобразован в электричество, и наоборот. Он может быть получен из возобновляемых материалов, таких как биомасса и вода, и, что наиболее важно, он является экологически чистым во всех процессах, использующих топливо.

Также изучена тема получения водорода из различных конфигураций цикла Cu-Cl. Также были рассмотрены достоинства и недостатки предлагаемых циклов.

Цикл Cu-Cl является потенциально привлекательным вариантом для получения водорода из ядерной энергии. Ожидается, что по сравнению с другими вариантами производства водорода термохимический цикл Cu-Cl будет иметь более высокую эффективность, производить водород с меньшими затратами и оказывать меньшее воздействие на окружающую среду за счет сокращения выбросов в атмосферу, твердых отходов и энергетических расходов.

Предполагается внедрение цикла на ТЭЦ для увеличения манёвренности турбины, в связи с чем было рассмотрено понятие манёвренности и способы её обеспечения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Key world energy statistics. International Energy Agency. Paris: France; 2018.
2. World energy outlook. International Energy Agency. Paris: France; 2015.
3. Nicoletti G, Arcuri N, Nicoletti G, Bruno R. A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. Energy Convers Manag 2015;89: 205-13 .
4. Muradov N, Veziroglu TN. From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy. Int J Hydrogen Energy 2005;30: 225-37 .
5. Pagliaro M, Konstandopoulos AG. Solar Hydrogen: Fuel of the Future. Cambridge, UK: Royal Society of Chemistry; 2012.
6. Staffell I, Scamman D, Velazquez Abad A, Balcombe P, Dodds PE, Ekins P, et al. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. Energy Environ Sci 2018;12: 463-91 .
7. Abdalla AM, Hossain S, Nisfindy OB, Azad AT, Dawood M, Azad AK. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: a review. Energy Convers Manag 2018;165: 602-27 .
8. Dincer I, Zamfirescu C. Sustainable hydrogen production options and role of IAHE. Int J Hydrog Energy 2012;37: 16266-86
9. US department of energy (DOE), hydrogen energy strategy plan; 2011.
10. Parkinson B, Balcombe P, Speirs JF, Hawkes AD, Hellgardt K. Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. Energy Environ Sci 2019;12:19.
11. The Development of Lifecycle Data for Hydrogen Fuel Production and Delivery. By the Institute of Transportation Studies, UC Davis. Prepared for the California Air Resources Board and the California Environmental Protection Agency; 2017.
12. Landman A, Dotan H, Shter GE, Wullenkord M, Houaijia A, Maljusch A, et al. Photoelectrochemical water splitting in separate oxygen and hydrogen cells. Nat Mater 2017;16: 646-51 .
13. Guerra OJ, Eichman J, Kurtz J, Hodge B. Cost Competitiveness of Electrolytic Hydrogen. Joule 2019. https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.07.006.
14. Editorial On the right track Nature Energy. 4; 2019: 69.
15. Arregi A, Amutio M, Lopez G, Bilbao J, Olazar M. Evaluation of thermochemica routes for hydrogen production from biomass: a review. Energy Convers Manag 2018;165: 696-719 .
16. T-Raissi A. Water Splitting: Thermochemical. In: Encyclopedia of Inorganic and Bioinorganic Chemistry. John Wiley & Sons, Ltd; 2012.
17. Naterer GF, Dincer I, Zamfirescu C. Hydrogen Production from Nuclear Energy. London: Springer-Verlag; 2013.
18. Roeb M, Sattler C. Fuels - Hydrogen production| Thermochemical Cycles. Encyclopedia of Electrochemical Power Sources. Elsevier; 2009. p. 384-93.
19. Funk JE. Thermochemical hydrogen production: past and present. Int J Hydrog Energy 2001;26: 185-90 .
20. Седнин В.А. Анализ эффективности регенеративно-утилизационной схемы с воздушной газотурбинной установкой на базе нагревательной печи прокатного стана / В.А. Седнин, Е. О. Иванчиков, В. А. Калий // Энергоэффективность. – Сентябрь 2021. – С. 25-29.
21. Хрусталев, Б.М. Техническая термодинамика. В 2 частях. Часть 2 / Б.М. Хрусталев, А.П. Несенчук, В.Н. Романюк. – Минск : БНТУ, 2004. – 560
22. Альтернативное топливо [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://lpgtech.ua/termin/alternativnoe-toplivo – Дата доступа: 23.10.2021.
23. Электронная энциклопедия. Архив [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://hrwiki.ru/wiki/Fluidized\_bed– Дата доступа: 03.12.2021.
24. Национальный статистический комитет Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/makroekonomika-i-okruzhayush-chaya-sreda/okruzhayuschaya-sreda/sovmestnaya-sistema-ekologicheskoi-informatsii2/g-energetika/g-4/?special\_version=Y – Дата доступа: 23.10.2021.
25. Bagajewicz, M., Cao T., Crosier, R., Mullin, S. & Tarver, J. 2009. Method for Evaluation of Thermochemical and Hybrid Water-Splitting Cycles. Industrial Engineering Chemistry Research: 8985-8998.
26. Bilgen, E. 2004. Domestic hydrogen production using renewable energy. Solar Energy, 77: 47-55.
27. Boyce, C. A., Crews, M. A. & Ritter, R. 2004. Time for a new hydrogen plant? Hydrocarbon Engineering: 4.
28. Brown, L. C., Funk, J. F. & Showalter, S. K. 2000. Initial screening of thermochemical water splitting cycles for high efficiency generation of hydrogen fuels using nuclear power.
29. Carmo De Lima, L., Batista Furlan Duarte, J. & Nejat Veziroglu, T. 2004. A proposal of an alternative route for the reduction of iron ore in the eastern Amazonia. International Journal of Hydrogen Energy, 29: 659-661.
30. CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY. 2011. The World Factbook [Online]. CIA. Available: https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/us.html [Accessed 23 September 2021].
31. CHAMBERS, W. L. & CHAMBERS, R. W. 1972. ELECTROLYTIC COPPER PRODUCING PROCESS. United States patent application.
32. CHUKWU, C. C. 2008. Process analysis and Aspen plus simulation of nuclear based hydrogen production with a copper chlorine cycle. 2008 Ontario, Canada. University of Ontario Institute of Technology.
33. DOUGLAS, J. M. 1988. Conceptual Design of Chemical Processes. New York: Mc Graw- Hillp.
34. DUIGOU, A. L., BORGARD, J.-M. & ELDER, R. 2005. HYTHEC: An EC funded search for a long-term massive hydrogen production route using solar and Nuclear technologies. International Journal of hydrogen energy, 32: 1516-1529.
35. EMETS, S. V., HOO, K. A. & MANN, U. 2006. A modified hierarchy for Designing Chemical processes. Ind. Chem. Res., 45: 5037-5043.
36. FERRANDON, M. S., LEWIS, M. A., TATTERSON, D. A., NANKANI, R. V., WEDGEWOOD, L. E. & NITSCHE, L. C. 2008. The Hybrid Cu-Cl thermochemical cycle.I Conceptual process design and H2A Cost analysis. ii Limiting the formation of CUCL during hydrolysis. 2008 Chicago, IL. Argonne National Laboratory, 1-20.
37. Андрющенко А. И. Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок. - М.: Высшая школа, 1977.
38. Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. - М.: Энергия, 1976.
39. FERRANDON, M. S., LEWIS, M. A., TATTERSON, D. F., GROSS, A., DOIZI, D., CROIZÉ, L., DAUVOIS, V., ROUJOU, J. L., ZANELLA, Y. & CARLES, P. 2010. Hydrogen production by the Cu-Cl thermochemical cycle: Investigation of the key step of hydrolysing CuCl2 to Cu2OCl2 and HCl using a spray reactor. International Journal of Hydrogen Energy,35: 992- 1000.
40. FOO, D. C. Y., MANAN, Z. A., SELVAN, M. & MCGUIRE, M. L. 2005. Integrate process Simulation and Process Synthesis. CEP Magazine.
41. LAW, V., PRINDLE, J. C., LUPULESCU, A. & SHENSKY, W. 2008. Aspen modelling of the three reaction version of the copper- chlorine thermochemical cycle for Hydrogen production from water. 2008 New Orleans. Tulane University.
42. LEWIS, M. A., FERRADON, M. S., TATTERSON, D. F. & MATHIAS, P. 2009a. Evaluation of alternative thermochemical cycles- Part III further development of the Cu-Cl cycle. International Journal of Hydrogen Energy 34: 4136-4145.
43. LEWIS, M. A. & MASIN, J. G. 2009. The evaluation of alternative thermochemical cycles - Part II: The down-selection process. International Journal of Hydrogen Energy, 34: 4125- 4135.
44. LEWIS, M. A., MASIN, J. G. & O'HARE, P. A. 2009c. Evaluation of alternative thermochemical cycles, Part I: The methodology. International Journal of Hydrogen Energy, 34: 4115-4124.
45. NATERER, G., SUPPIAH, S., LEWIS, M., GABRIEL, K., DINCER, I., ROSEN, M. A., FOWLER, M., RIZVI, G., EASTON, E. B., IKEDA, B. M., KAYE, M. H., LU, L., PIORO, I., SPEKKENS, P., TREMAINE, P., MOSTAGHIMI, J., AVSEC, J. & JIANG, J. 2009. Recent Canadian advances in nuclear based hydrogen production and thermochemical Cu-Cl cycle. International Journal of Hydrogen Energy 34: 2901-2917.
46. REIJERKERK, J. 2009. Commercial hydrogen fuel for fuel cells. International Workshop on Fuel and Air quality in Fuel Cells 2009 Berlin. 1-12.
47. ROSEN, M. A., NATERER, G. F., SADHANKAR, R. & SUPPIAH, S. 2008. Nuclear Based hydrogen production with a thermochemical Copper-Chlorine cycle and a Supercritical Water Reactor. 2008 Ontario. University of Ontario Institute of Technology.
48. SCHULTZ, K. 2003. Thermochemical production of hydrogen from Solar and Nuclear energy In: Stanford Climate change and Energy project, 2003 San Diego. 1-44.
49. WANG, Z. L., NATERER, G. F., GABRIEL, K. S., GRAVELSINS, R. & DAGGUPATI, V. N. 2009. Comparison of different copper-chlorine thermochemical cycles for hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy, 34: 3267-3276.
50. WANG, Z. L., NATERER, G. F., GABRIEL, K. S., GRAVELSINS, R. & DAGGUPATI, V. N. 2009. Comparison of sulfur iodine and copper chlorine thermochemical hydrogen production cycles. International Journal of Hydrogen Energy 30: 1-11.
51. Ewan B. C. R., Allen R. W. K. A figure of merit assessment of the routes to hydrogen // Int. J. Hydrogen Energy. — 2008. — 30, No. 8. — P. 809— 812.
52. Riis T., Hagen E. F., Vile P. J. S., Ulleberg O. Hydrogen production and storage // IEA Hydrogen Coordination Group. — 2006. — 38 p.
53. Odgen J. M. Review of small stationary reformers for hydrogen production
54. // Report to the International Energy Agency. – 64 p. (http://www.princeton. edu/pei/energy/publications/texts/ Odgen of Review\_of\_small\_stationary…)
55. Balat M. Possible methods for hydrogen production // Energy Sources. Part A. — 2009. — 31. — P. 39—50.
56. Lipman T. E. What will power the hydrogen economy? Present and future sources of hydrogen energy. Analysis and Report prepared by Natural Resources Defense Counsil, Institute of Transportation Studies. Publication No. UCD–ITS–04–10. — 2004.
57. Yildiz B., Kazimi M. S. Efficiency of hydrogen production systems using alternative nuclear energy technology // Int. J. Hydrogen Energy. — 2006.
58. — 31. — P. 77—92.
59. McHugh. Hydrogen Production methods. Conference papers, MPR Associates, Inc., MPR–WP–0001, Febr. 2005.– 41 p. ([www.mpr.com/pubs).](http://www.mpr.com/pubs))
60. Holladay J. D., Hu J., King D L., Wang J. Overview of hydrogen production technologies // Catalysis Today. — 2009. — 139, No. 4. — P. 244—260.
61. Kothari R., Buddhi D., Sowhney R. L. Sources and technology for hydrogen production: a review // Int. J. Global Energy Issues. — 2004. — 21, No.1– 2. — P. 154—178.