

ANÁLISE DE UM SISTEMA TERMO SOLAR DE CONCENTRAÇÃO PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VIA PIRÓLISE DO GÁS NATURAL

José Henrique Martins Neto – neto.henrique@cefetmg.br

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Campus II, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. Uma tendência atual mundial é a produção de hidrogênio para utilização como fonte de calor de processos industriais, combustível de células combustíveis e de usinas termoeletricas em substituição aos combustíveis fósseis cuja queima gera poluentes causadores do efeito estufa. O hidrogênio não se encontra livre na atmosfera estando agregado a outras substâncias, como hidrocarbonetos e água, e sua separação requer energia. O gás natural possui grandes reservas e vem sendo utilizado como combustível industrial e residencial, entretanto, sua queima ainda gera gás carbônico. A tecnologia de obtenção do hidrogênio a partir de hidrocarbonetos mais antiga é a “reforma a vapor” que emite consideráveis quantidades de gás carbônico na atmosfera e ainda requer água para a geração do vapor. Recentemente outra tecnologia da “reforma a vapor” contempla a captura do gás carbônico, entretanto, requer energia e custos extras para realização da captura e armazenamento. A tecnologia da “pirólise” a partir do gás natural vem sendo utilizada principalmente para a produção de carbono sólido, utilizado como matéria prima para vários produtos, tendo como subproduto o hidrogênio. A “pirólise” requer temperatura mais elevada que a “reforma” utilizando com fonte de calor energia da queima de combustível fóssil ou termoeletricidade. A sua grande vantagem é o fato de não emitir gases carbônicos e nem requerer água. Este trabalho analisa a viabilidade de um sistema de produção de hidrogênio via pirólise composto por planta termo solar de concentração do tipo “Receptor Central” de 100 MWt com sistema de armazenamento para operação contínua, tendo como fluido de transferência de calor e catalisador um sal fundido capaz de prover temperatura de 800°C. Os resultados apresentam dados técnicos e econômicos e mostram que o custo de produção de hidrogênio é inferior àqueles das tecnologias de “reforma” e “pirólise” convencionais e menor que aqueles utilizando plantas eólica e fotovoltaica.

Palavras-chave: Hidrogênio, Pirólise, Hipotérmica, Receptor Central

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio é o elemento mais simples e abundante do universo sendo a base de formação de todos os sistemas estelares incluindo os seus planetas e satélites. Por ser um gás de baixíssima densidade consegue escapar facilmente da atmosfera terrestre, não se encontrando disponível na forma livre e gasosa. Entretanto, o hidrogênio pode ser encontrado agregado em várias substâncias da superfície e profundezas da terra incluindo os mares, estando presente na água e nos hidrocarbonetos. Devido a esta característica peculiar o hidrogênio é denominado “vetor energético”, pois para obtê-lo é necessário separá-lo dos demais componentes da substância na qual está agregado requerendo energia para tal transformação. Outra característica do hidrogênio é o seu elevado poder calorífico (i.e., energia química intrínseca armazenada) que o torna um excelente combustível comparado aos combustíveis fósseis constituídos por frações de hidrogênio, carbono e enxofre. Desta forma, o hidrogênio pode ser considerado um combustível limpo e mitigador do efeito estufa, pois não apresenta como subproduto os gases carbônicos (CO₂ e CO) quando queimado em caldeiras para geração de vapor de processo industrial e geração de potência elétrica em plantas termoeletricas. Um ponto importante é que a produção de hidrogênio demanda considerável quantidade de energia e, portanto, para uma produção sustentável é recomendada a utilização de fontes de energias renováveis (e.g., solar, eólica, biomassa, hidroeletricidade).











As localidades do país mais propícias para a instalação das plantas de produção de hidrogênio visando principalmente a sua exportação se encontram nos estados da região nordeste, próximos da região litorânea. Essas localidades possuem excelentes níveis de irradiação solar e de ventos, infraestrutura de portos marítimos e localização geográfica privilegiada que possibilitará rotas marítimas mais curtas com destino aos portos da Europa, Estados Unidos e Japão. Embora o Brasil seja visto internacionalmente como um manancial de água doce, este cenário está se modificando devido principalmente às mudanças climáticas, já se observando inclusive escassez de água doce. Devido à crise hídrica, muitas usinas hidroelétricas têm apresentado baixos níveis de água nos seus reservatórios o que tem impactado na geração de hidroeletricidade. Esta situação tem requerido do Operador Nacional do Sistema Elétrico “ONS” a inclusão de plantas termoeletricas, muitas de baixa eficiência, que queimam combustíveis fósseis visando complementar a demanda da energia elétrica diária. Além disso, a crise hídrica tem afetado à agricultura devido à redução da vazão dos rios e poderá futuramente impactar na produção agrícola. Num cenário de crescimento da população previsto para as próximas décadas haverá aumento da demanda por produtos industrializados e por produtos agrícolas o que levará ao aumento da demanda por água doce oriunda das chuvas e das águas subterrâneas. Portanto, a utilização de água doce como matéria prima para produção de hidrogênio de exportação deve levar em conta um possível agravamento da crise hídrica e escassez da água doce o que poderá impactar diretamente no meio ambiente, na economia e na qualidade de vida da população (Neto, 2022).

Este trabalho apresenta e analisa a viabilidade de um sistema inovador para produção de hidrogênio via pirólise do gás natural, tecnologia esta que não requer o consumo de água além de não emitir dióxido de carbono na atmosfera. A fonte de energia térmica proposta para a transformação do gás natural é proveniente de uma planta de concentração solar e de um sistema de armazenamento de energia, tendo como fluido de transferência de calor e fluido catalizador do reator um sal fundido de terceira geração possibilitando uma temperatura de 800°C no reator.

2. HIDROGÊNIO

O hidrogênio pode ser obtido a partir da água, dos combustíveis fósseis e da biomassa. A obtenção pela água pode ser por via biológica utilizando biorreator de algas, via eletrólise utilizando energia elétrica e via termólise utilizando calor a altas temperaturas em vez de eletricidade para a separação do hidrogênio e do oxigênio contidos na água. A classificação para obtenção de hidrogênio é dada na Tab. 1, conforme (EPE, 2021).

Tabela 1 - Classificação dos processos de produção de hidrogênio em escala de cores.

	Preto	Gaseificação carvão mineral (antracito) sem captura de CO ₂ , utilização e armazenamento, CCUA
	Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha) sem captura de CO ₂ , utilização e armazenamento, CCUA
	Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem captura de CO ₂ , utilização e armazenamento
	Azul	Reforma a vapor do gás natural com captura de CO ₂ , utilização e armazenamento
	Turquesa	Pirólise do metano sem geração de CO ₂
	Verde	Eletrolise da água com energia proveniente de fontes renováveis
	Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem captura de CO ₂ , utilização e armazenamento
	Rosa	Fonte proveniente de energia nuclear
	Amarelo	Energia de rede elétrica proveniente de diversas fontes
	Branco	Extração de hidrogênio natural proveniente de fontes geológicas

Os métodos mais utilizados para a produção do hidrogênio são descritos a seguir.

2.1 Produção de Hidrogênio da água por meio da Eletrólise

A reação química da eletrolise é dada pela Eq. (1). A energia térmica molar requerida “ Δh_0 ” é dada pela Eq. (2), sendo as entalpias de formação do $h_{0,H_2O(l)} = -285830 \frac{kJ}{kmol}$, $h_{0,O_2} = 0 \frac{kJ}{kmol}$ e $h_{0,H_2} = 0 \frac{kJ}{kmol}$ obtidas à 25°C e 100 kPa (Van Wylen et al., 2003). Conforme mostra a Eq. (2), a entalpia de reação Δh_0 é igual a 285,8 kJ/mol de H₂.



$$\Delta h_0 = \sum_{Prod} (h_{0,H_2}, h_{0,O_2}) - \sum_{Reag} (h_{0,H_2O(l)}) = 285830 \frac{kJ}{kmol} \quad (2)$$

Da Eq. (2) se constata que a entalpia de reação Δh_0 é igual a 285 kJ para a produção de um mol de H₂.

2.2 Produção de Hidrogênio do Gás Natural

Devido principalmente à sua menor taxa de emissão de CO₂, o gás natural tem sido o hidrocarboneto mais utilizado para a obtenção de hidrogênio apresentando na sua composição o metano “CH₄” como principal elemento, entretanto, uma composição típica na base volumétrica, conforme relatado pela empresa Gasmig (2023), consiste em 88,5% de CH₄ (metano), 6,2% C₂H₆ (etano), 2,2% C₃H₈ (propano), 0,8% de C₄+ (i.e., outros hidrocarbonetos de maior peso molecular), 1,8% de CO₂ e 0,5% de N₂.

Observa-se que a produção mundial anual de gás natural em 2019 foi cerca de 3,9 trilhões de Nm³ (i.e., 2,8 bilhões de toneladas), enquanto no Brasil a produção total, incluindo importação do gás da Bolívia, foi de 29,6 bilhões de Nm³, (i.e., 21 milhões de toneladas), com projeção para o ano de 2026 de uma produção de 42 bilhões de Nm³ (i.e., 29 milhões de toneladas), conforme MME/EPE (2017). Os hidrocarbonetos (i.e., gás natural, óleo e carvão) representaram 98% de

toda produção mundial de hidrogênio no ano de 2019, sendo que o gás natural contribuiu com 75%, conforme MME/EPE (2022).

Produção de hidrogênio do gás natural via reforma à vapor. A reforma a vapor é um processo pelo qual o hidrogênio é produzido a partir do gás natural. Atualmente, é a tecnologia mais barata para produção de hidrogênio industrial e a mais utilizada no Brasil em fábricas de fertilizantes e refinarias. A grande desvantagem é a liberação na atmosfera de seus subprodutos, CO₂ e CO, e outros gases de efeito estufa. Dependendo da qualidade da matéria prima, para cada 1 tonelada de hidrogênio produzido são produzidas de 9 a 12 toneladas de CO₂. Por outro lado, a Gaseificação é a reação de um combustível sólido, no caso o carvão, na presença de oxigênio e vapor d'água. Entretanto, a produção de hidrogênio por gaseificação também gera o CO e CO₂, além de metano e outros gases causadores de efeito estufa.

Atualmente a tecnologia *Reforma à Vapor do Metano* (i.e., Steam Methane Reforming - “SMR”) utilizando gás natural como matéria bruta para produção de hidrogênio é a mais utilizada no mundo, conforme IEA (2019), sendo este hidrogênio destinado principalmente ao setor industrial para refino do petróleo, produção de amônia para produção de fertilizantes, produção de metanol como combustível veicular, e produção de aço.

A obtenção do hidrogênio a partir de gás natural (e.g., metano) é realizada mediante a quebra das ligações do hidrocarboneto requerendo energia térmica a altas temperaturas e pressões visando a obtenção do dióxido de carbono e hidrogênio. Especificamente, no processo de reforma do gás metano (Steam Methane Reforming- “SMR”), este reage com o vapor d'água a temperaturas variando de 750°C a 900°C e pressões acima de 30 bar na presença de catalizadores com base em níquel (Schneider et. al., 2020).

A reação química do “SMR” é dada pela Eq. (3). A energia térmica molar requerida “ Δh_0 ” (i.e., entalpia de reação) é dada pela Eq. (4), sendo as entalpias de formação do $h_{0,CH_4} = -74873 \frac{kJ}{kmol}$, $h_{0,H_2O(g)} = -241826 \frac{kJ}{kmol}$, $h_{0,CO_2} = -393522 \frac{kJ}{kmol}$ e $h_{0,H_2} = 0 \frac{kJ}{kmol}$ obtidas à 25°C e 100 kPa (Van Wylen et al., 2003).



$$\Delta h_0 = \sum_{Prod}(h_{0,CO_2}; h_{0,H_2}) - \sum_{Reag}(h_{0,CH_4}; h_{0,H_2O(g)}) = 165003 \text{ kJ/kmol} \quad (4)$$

Da Eq. (4) constata-se que Δh_0 é igual a 165 kJ para a produção de 4 moles de H₂, ou seja, 41 kJ por mol de H₂. Da mesma forma que os processos de eletrólise e termólise, a tecnologia “SMR” requer água para a produção do hidrogênio além de emitir quantidades consideráveis de CO₂. Um balanço de massa simples considerando os pesos moleculares dos componentes da Eq. (3) revela que para cada kg de metano (CH₄) são requeridos 2,25 kg de (H₂O) enquanto são formados 2,75 kg de CO₂ e 0,5 kg de hidrogênio, o que representa uma razão de 5,5 kg_{CO2}/kg_{H2} e uma demanda de 4,5 kg_{H2O}/kg_{H2}. Observa-se, entretanto, que na prática essa razão [kg_{CO2}/kg_{H2}] é bem maior, conforme estudos apresentados no relatório IEAGHG (2017), e dependendo da fonte de energia e da eficiência do processo essa razão pode variar de 9 a 14 kg_{CO2}/kg_{H2}, o que representa emissões de 10 tons_{CO2}/ton_{H2} para o gás natural, 12 tons_{CO2}/ton_{H2} para os óleos (i.e., óleos combustíveis e Diesel) e 19 tons_{CO2}/ton_{H2} para o carvão mineral. Adicionalmente, verifica-se conforme (MME/EPE 2022), que deve ser provido um excesso de vapor d'água para evitar a formação de coque e, portanto, a razão molar [H₂O/CH₄] deve ser na prática em torno de 4, ou seja, duas vezes superior àquela apresentada pela Eq. (3).

A tecnologia “SMR” com captura de CO₂ denominada “SMRCC” tem sido utilizada e apresenta potencial para a mitigação do efeito estufa, principalmente com a utilização de fontes renováveis para geração da energia térmica necessária, entretanto, tal tecnologia depende da água para realizar a reforma do metano.

Observa-se que a produção do hidrogênio via a tecnologia “SMRCC” apesar de não emitir CO₂ ainda apresenta como subproduto o vapor de água que é exaurido na atmosfera, entretanto, não se pode garantir um balanço zero de água na região onde ele é produzido uma vez que o ciclo das chuvas depende de condições meteorológicas específicas de cada local, continente e região geográfica (Neto, 2022). Com base nesta argumentação a utilização de uma tecnologia que não requiera água com matéria prima seria aconselhável.

Produção de hidrogênio do gás natural via pirólise. A tecnologia denominada “Pirólise do gás natural” apresenta a vantagem em relação a tecnologia “Reforma do gás natural com captura de CO₂”, de não requer água como matéria prima, além de não requerer uma planta para a captura e armazenamento do CO₂. Diferentemente do processo de “reforma à vapor” largamente utilizado, a “pirólise” é um processo químico sem a formação de CO₂ gasoso, formando como subprodutos o hidrogênio e o carbono na fase sólida também denominado “negro de fumo”, sendo que este último pode ser aproveitado em diferentes processos fabris (e.g., pneus, plásticos, tintas, revestimentos de alta performance) conforme DAGLE et al. (2017). Outra vantagem da “pirólise” é referente a tolerância de processos industriais quando da utilização do hidrogênio contaminado com pequenas quantidades de metano não convertido, por exemplo, no processo de produção de amônia proveniente do hidrogênio e na utilização do hidrogênio em células de combustível. Por outro lado, óxidos carbônicos presentes no hidrogênio produzido pelo processo “SMR” contaminam os catalisadores requerendo a substituição completa dos mesmos (Upham et. al., 2017). A reação química da pirólise é dada pela Eq. (5) onde “ Δh_0 ” é a energia térmica molar requerida (i.e.,; a entalpia de reação) é dada pela Eq. (6), sendo as entalpias de formação do $h_{0,CH_4} = -74873 \frac{kJ}{kmol}$, $h_{0,C} = 0 \frac{kJ}{kmol}$, e $h_{0,H_2} = 0 \frac{kJ}{kmol}$ obtidas à 25°C e 100 kPa (Van Wylen et al., 2003).



$$\Delta h_0 = \sum_{Prod}(h_{0,C}; h_{0,H_2}) - \sum_{Reag}(h_{0,CH_4}) = 74873 \text{ kJ/kmol} \quad (6)$$

Da Eq. (6) se constata que Δh_0 é igual a 74,8 kJ para a produção de 2 moles de H_2 , ou seja, 37,4 kJ para produção de um mol de H_2 . Um balanço de massa simples considerando os pesos moleculares dos componentes da Eq. (5) revela que para cada kg de metano (CH_4) são formados 0,75 kg de carbono sólido (i.e., negro de fumo) e 0,25 kg de hidrogênio. Portanto, carbono é o principal produto da pirolise do metano e deve ser aproveitado como produto para elevar a viabilidade econômica deste processo (Schneider et. al., 2020). Adicionalmente, conforme mostrado na Eq. (5) a razão molar ideal H_2/C é igual a 2, entretanto, conforme Muradov (2011), no processo real de pirolise estima-se que essa razão caia para 1,7 devido à formação de outros subprodutos (e.g., olefinas e aromáticos). Desta forma, assumindo que os subprodutos do carbono serão capturados ou vendidos como carbono negro (i.e., negro de fumo), a razão molar igual a 1,7 e os poderes caloríficos inferiores do H_2 e CH_4 , respectivamente iguais à 10758 kJ/Nm³ e 35874 kJ/Nm³, a eficiência energética da produção de H_2 via decomposição será $(1,7 \times 10758 / 35874) \times 100 = 51\%$. Essa redução de poder calorífico comparada ao metano se dá devido à retirada do carbono da sua composição. Adicionalmente, conforme reportado Parkinson et. al (2021), cerca de 18% do hidrogênio produzido pelo processo de pirolise do gás natural teria que ser utilizado para prover a entalpia necessária para a realização da reação de pirolise, embora essa energia térmica possa ser proveniente de fonte de calor com baixa emissão de CO_2 , como o gás natural com subsequente captura de CO_2 ou mesmo de fontes de energia renováveis.

Uma comparação entre os duas tecnologias “SMRCC” e “PIROLISE” do gás natural mostra o seguinte: (i) a tecnologia “SMRCC” produz o dobro de massa de H_2 para cada kg de CH_4 comparado à tecnologia de “PIROLISE”; (ii) a tecnologia de “SMRCC” demanda 2,25 kg de água para cada kg de CH_4 enquanto a tecnologia “PIROLISE” não requer nenhuma água; (iii) a tecnologia “SMRCC” necessita de uma planta para captura, armazenamento e distribuição de 2,75 kg de CO_2 para cada kg de CH_4 ; (iv) a tecnologia “PIROLISE” não gera nenhum CO_2 , entretanto, necessita de um sistema de armazenamento para o subproduto carbono sólido (i.e., negro de fumo) com capacidade de 0,75 kg para cada kg de CH_4 para posterior distribuição e utilização industrial; (v) a tecnologia “PIROLISE”, demanda praticamente a mesma energia térmica requerida pela tecnologia “SMRCC” para a produção de um mol de hidrogênio; (vi) a tecnologia de “PIROLISE” sem a presença de catalisadores requer temperaturas variando de 1000°C a 1400°C para se alcançar taxas de conversão do metano relevantes requerendo, portanto, temperatura um pouco mais alta que a requeridas pela tecnologia “SMRCC” (McConnachie, 2023); (vii) os custos médios de produção do hidrogênio com a tecnologia “PIROLISE” é US\$1,76/kg_{H2} considerando o uso de catalisadores do tipo fundido (MME/EPE, 2022) e (Parkinson et. al, 2021), enquanto o custo para a tecnologia do “SMRCC” considerando uma taxa de captura do CO_2 igual a 90% é US\$1,88/kg_{H2}, e para a tecnologia “SMR” o custo é US\$1,26/kg_{H2} conforme (IEA, 2019) e (Parkinson et. al, 2021); (viii) os custos da produção de hidrogênio via pirolise com uso de catalisadores fundidos utilizando energia proveniente das fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica são, respectivamente, US\$5,24/kg_{H2} e US\$8,87/kg_{H2} (Parkinson et. al, 2021); (ix) portanto, o custo médio da produção de hidrogênio utilizando a tecnologia da “PIROLISE” via energia proveniente de fonte convencional é aproximadamente equivalente ao custo a produção com a tecnologia “SMRCC” e cerca de 40% maior que o custo da produção com a tecnologia convencional “SMR” (x) o custo de produção do hidrogênio via pirolise com a utilização de fontes de energia renováveis é superior aquele utilizando fonte convencional, entretanto, com o aproveitamento e comercialização do carbono sólido estes custos tendem a abaixar; (xi) outra observação importante é que a temperatura requerida pela tecnologia de pirolise do metano pode ser reduzida com a investigação e posterior utilização de catalisadores líquidos, conhecidos como sólidos fundidos; (xii) ressalta-se que existem desafios técnicos que têm sido estudados de forma a permitir a aplicação da tecnologia de pirolise em escala industrial.

Outra comparação importante entre as energias requeridas para a produção de hidrogênio utilizando as tecnologias de eletrolise, reforma do CH_4 e pirolise do CH_4 , mostra que o processo via eletrolise é o mais intenso de todos do ponto de vista energético demandando cerca de sete vezes a energia das tecnologias de reforma e pirolise do CH_4 .

Catalisadores. Para a decomposição completa do metano (CH_4) sem a utilização de catalisadores, temperaturas de operação superiores a 1500°C são necessárias (Abánades et al.2011). Portanto, a viabilização da produção industrial de hidrogênio via pirolise do metano depende do desenvolvimento de catalisadores e materiais construtivos do reator aceitáveis que proporcionem redução da temperatura de operação além de possibilitar o aproveitamento do carbono sólido cogerado. Os catalisadores têm a função de ativar as ligações carbono-hidrogênio da molécula de metano (CH_4) iniciando assim uma reação química em cadeia visando a obtenção de moléculas de hidrogênio e carbono sólido.

Os catalisadores sólidos são os mais antigos podendo ter como base metal ou carbono. Embora apresentem a vantagem de requerer temperatura de reação menor variando de 500°C a 800°C, apresentam a desvantagem de ter uma baixa estabilidade ao longo das suas vidas úteis. Outra desvantagem é a deposição de carbono nas paredes do reator ou sobre a superfície do catalisador (McConnachie, 2023).

Os catalisadores líquidos ou sólidos fundidos têm como principal limitação a sua baixa atividade sendo necessário, portanto, estender o tempo de residência do metano dentro do reator com consequente aumento das dimensões do reator ou aumentar a taxa de conversão do metano em hidrogênio requerendo para isso o aumento da temperatura da reação. A operação do reator a altas temperaturas, requer desafio quanto a seleção dos materiais e por isso tais catalisadores têm sido pouco utilizados. O processo de separação ou purificação do carbono formado no processo de pirolise é custoso e ainda se encontra em fase de desenvolvimento, podendo impactar na desvalorização do preço do carbono a ser

comercializado e ainda requerer aumento da reposição do catalizador, sendo ambos proibitivos no processo de industrialização (Upham et al., 2017).

Os catalisadores fundidos apresentam como vantagem em relação aos catalisadores sólidos o fato do carbono sólido formado no processo de pirólise apresentar dois caminhos: (i) estando o mesmo confinado na interface das bolhas, ele se ergue com elas até ficar depositado na superfície do meio fundido ou (ii) estando o mesmo dissolvido dentro do meio fundido este alcança a saturação, precipitando-se na superfície do meio líquido (McConnachie, 2023). Adicionalmente, os catalisadores fundidos apresentam taxas de transferência de calor superiores àquelas dos catalisadores sólidos convencionais devido a sua maior condutividade térmica.

Os catalisadores fundidos podem ser baseados em metais ou em sais, sendo que ambos requerem temperaturas no reator em torno de 1000°C. Os catalisadores fundidos a base de metal têm como desvantagem o fato de possuírem altas pressões de vaporização o que facilita a sua vaporização durante a reação de pirólise. Por outro lado, os catalisadores fundidos a base de sal apresentam potencial para serem integrados em sistemas de concentração solar da alta temperatura, podendo ser utilizados como fluido de transferência de calor “HTF” (i.e., Heat Transfer Fluid) no receptor da planta solar, como meio de armazenamento no sistema térmico “TES” (i.e.; Thermal Energy Storage) e como agente catalisador no reator de pirólise, conforme mencionado por McConnachie et al. (2023).

Destaca-se um novo sal fundido do tipo cloreto eutéctico de terceira geração capaz de operar com temperaturas de até 800°C e que tem sido reconhecido como um dos mais promissores para utilização em plantas de potência de concentração do tipo Concentrated Solar Power “CSP”. Este sal fundido composto pelos elementos $MgCl_2$ -KCl-NaCl com proporções em peso iguais a 45,98%, 38,91% e 15,11%, respectivamente, foi investigado quanto às suas propriedades termo físicas por Wang et. al. (2021), mostrando ser compatível para uso em plantas do tipo CSP além de apresentar temperatura de fusão de 401,4°C, ou seja, 40°C menor que aquela de sais binários a base de cloretos operando na mesma faixa de temperatura.

Reatores de pirólise. Um trabalho investigativo foi realizado por Palmer et. al. (2021) para verificar experimentalmente a viabilidade de industrialização de reatores de pirólise do gás natural utilizando sais fundidos alcalinos haloides como catalizador e fluido térmico de contato direto (i.e., NaCl, NaBr, KCl e KBr). Nesta investigação verificou-se que as taxas de energia de ativação são suficientes para viabilizar um reator industrial, embora tenha sido observado quantidades significativas de resíduos de carbono sólido retido no sal e dificuldades quanto a sua separação.

Kang et. al (2021) realizaram testes experimentais num reator diferencial de coluna de quartzo do tipo bolha que foi colocado dentro de um forno para análise da performance de um catalizador de sais de cloreto fundido composto por ferro-sódio-potássio (i.e.; $FeCl_3$ -NaCl-KCl). A energia de ativação deste catalizador decresceu em relação àquele sal eutéctico (i.e.; NaCl-KCl) que não tem em sua composição ferro, mantendo a sua estabilidade (i.e., ciclos reacionais sem perda da sua atividade) por um período de 50h, produzindo separadamente H_2 e $C_{sólido}$, sendo este último coletado do topo do sal fundido e posteriormente separado do sal após passar por processos de secagem e filtragem. O reator de pirólise do gás natural tipo bolha da Fig. 1 adaptado de Kang et. al (2021), mostra o catalizador do tipo sal fundido com a separação do H_2 (por cima) e $C_{sólido}$ que fica suspenso na parte superior do catalisador. Gás argônio foi utilizado neste aparato de pesquisa devido a ser um gás inerte visando prevenir qualquer outra reação química extra.

Um outro esquema de um reator horizontal do tipo bolha que combina dois catalisadores sendo o primeiro do tipo “metal fundido” e o segundo do tipo “sal fundido”, sendo que este último combina as funções de fluido de transferência de calor (HTF) direta para a pirólise do gás natural e catalisador, é apresentado na Fig. 2. Uma chapa de separação colocada verticalmente no interior do reator (Fig. 3) funciona como um dique de transbordamento, permitindo que o carbono sólido formado na superfície do catalisador de sal fundido (juntamente com uma pequena quantidade do sal) caia na parte direita do reator para ser recolhido e tratado. O sal fundido filtrado retorna para o reator pela sua parte inferior.

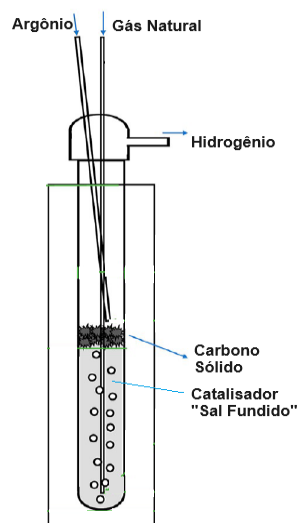


Figura 1 – Reator de pirólise tipo bolha para produção de H_2 usando catalisador do tipo sal fundido. Adaptado de Kang et. al (2021).

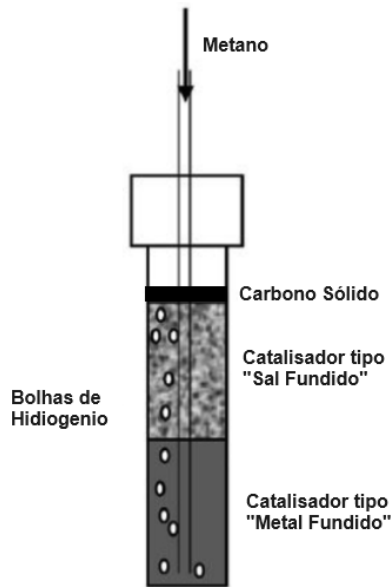


Figura 2 - Esquema do reator de coluna de bolhas com dois catalisadores.

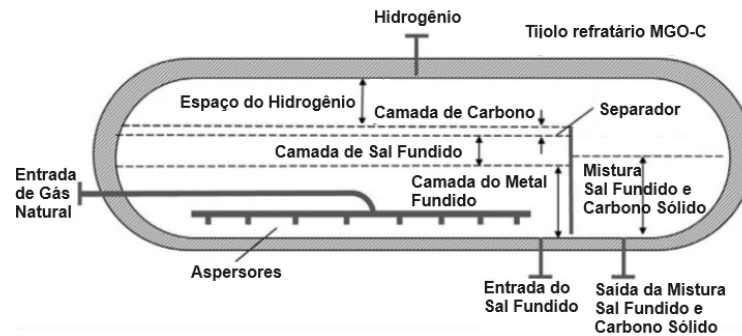


Figura 3 – Reator horizontal tipo bolha com catalisador do tipo metal fundido e HTE (catalisador) do tipo sal fundido.

Os reatores de *pirólise* de gás natural mais utilizados são reportados por McConnachie et al. (2023), sendo seus projetos específicos para cada tipo de catalisador. Os reatores utilizando catalisadores sólidos são na sua maioria do tipo “leito fluidizado”, sendo sua maior preocupação a formação de coque nas paredes do reator além da seleção de materiais adequados devido às altas temperaturas.

Os reatores utilizando catalisadores líquidos a alta temperatura são denominados reatores de líquido metálico de bolhas (i.e., Liquid Metal Bubbles Reactors “LMBRs”) que promovem uma efetiva solução para o problema da deposição do carbono. O gás (e.g., metano) injetado pelo fundo do reator ergue-se em forma de bolhas através do metal fundido devido a sua densidade ser muito inferior àquela do metal fundido. A decomposição do metano ocorre dentro das bolhas e na interface líquido – gás, caso o metal fundido tiver atividade catalítica. Os reatores “LMBR” requerem seleção de materiais com propriedades adequadas além de cuidados para a extração do carbono sólido. Entretanto, não existe grande diferença entre os projetos dos reatores para catalisadores de metal fundido, sal fundido e pastas (Patzschke et al., 2021). Catalan et al. (2022) desenvolveram um modelo hidrodinâmico validado com dados experimentais de um trabalho anterior para um reator do tipo bolha utilizando uma liga metálica fundida composta de Níquel-Bismuto. O modelo analisou várias temperaturas de operação e foi utilizado posteriormente para otimização de um projeto de reator do tipo multitubular de bolhas (Fig. 4) de aquecimento indireto para ser construído em escala industrial, considerando como fonte de calor a queima de uma fração do hidrogênio produzido para mitigação da produção de CO₂ ou gás natural. O trabalho, entretanto, não faz menção ao carbono sólido produzido. A maioria dos estudos realizados mostram que diferentemente dos reatores utilizando catalisadores sólidos, a deposição do carbono nas paredes do reator que possuem catalisador do tipo metal fundido, é limitada a formação apenas de um filme fino de pó. Upham et al. (2017) observou que o carbono depositava lentamente na superfície da parede do reator via precipitação do metal fundido quando este ficava saturado. Entretanto, Upham et al. (2017) também observaram que a deposição do carbono sobre a camada de carbono já construída na parede do reator diminuía com o passar do tempo de tal forma que a sua espessura permanecia inferior a 10 μ m após uma semana contínua de operação (Fig. 5). Vários métodos têm sido propostos na literatura para remoção contínua do carbono sólido que flutua e se estagna na interface líquido – gás. Um dos métodos consiste em desnatar mecanicamente o carbono da superfície, que é similar à prática comum de remoção da escoria de metais líquidos em processos metalúrgicos. Alternativamente, o pó fino do insolúvel carbono depositado sobre a superfície do metal líquido pode ser arrastado pelo

fluxo de gás H_2 e ao sair do reator separado utilizando ciclones, filtros ou precipitadores eletrostáticos. Entretanto, conforme Catalan et al. (2022) nenhum destes métodos têm sido ainda demonstrados experimentalmente. Considerando o alto custo dos metais fundidos, a separação carbono - metal deve ser efetiva de forma a limitar as perdas do metal e atenuar o impacto econômico devido a necessidade da sua reposição. Por outro lado, a contaminação do carbono pelo metal pode ser substancialmente reduzida pela adição de uma outra camada de sal fundido flutuando sobre a camada de metal fundido.

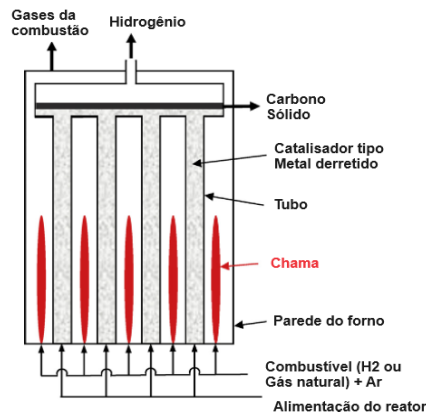


Figura 4 - Reator Multitubular do tipo "LMBR" aquecido por queimadores. Adaptado de Catalan et al. (2022).

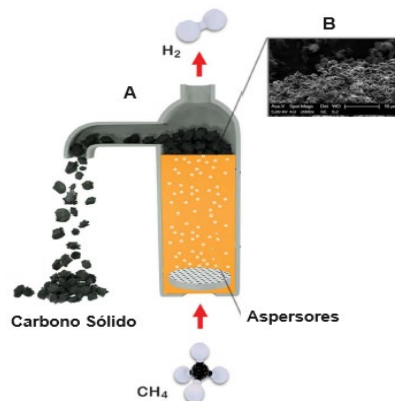


Figura 5 – Produção de H₂ com catalisador metálico fundido (Ni – Bi). (A) Reator coluna de bolha para conversão de CH₄ em C e H₂ com remoção contínua de carbono; (B) Imagem obtida por SEM (Scanning Electron Microscope) do carbono produzido. Adaptado de (Upham et al. 2017).

3. METODOLOGIA

Um sistema para produção de hidrogênio e carbono sólido utilizando a tecnologia da *pirólise* do gás natural foi dimensionado e analisado utilizando cálculos simplificados. O sistema apresentado na Fig. 6 consiste dos seguintes componentes: (i) planta solar de potência térmica P_t igual a 100 MWt utilizando um campo solar do tipo "torre central" (i.e., central receiver) estando os espelhos distribuídos ao redor do receptor central (i.e., configuração "surround", típica para latitudes próximas do equador); (ii) sistema de armazenamento de energia térmica com capacidade para 18h, consistindo de dois tanques de sal fundido (i.e., um tanque de sal quente e um tanque de sal frio); (iii) o sal fundido selecionado trabalha como fluido de transferência de calor e de catalização sendo composto pelos elementos MgCl₂-KCl-NaCl com proporções em peso iguais a 45,98%, 38,91% e 15,11% e capaz de prover uma temperatura no reator de 800°C (Wang et. al. 2021). A escolha pelo conceito de troca de calor direta no reator entre o sal fundido e o gás natural deve-se ao fato da troca de calor direta proporcionar a obtenção de uma maior temperatura maior dentro do reator. O rendimento térmico total η_t foi calculado e igual 50% considerando os seguintes valores práticos dos rendimentos: (i) ótico 75% (i.e., espelhos heliostatos e receptor central); (ii) térmico do absorvedor do receptor 85%; (iii) térmico dos dois tanques de armazenamento 90% devido às perdas térmicas; (iv) térmico do reator de pirólise 90% devido às perdas térmicas; (v) térmico da tubulação 97% levando-se em conta as perdas de calor pelo isolamento térmico. O local foi considerado ter um clima árido e com pouca precipitação. A irradiância direta normal *DNI* de ponto de projeto foi assumida igual à 850 W/m². Um múltiplo solar *MS* igual a 4 foi admitido possibilitando que a planta operasse continuamente durante todo o ano, visto que cada múltiplo solar equivale a 6 horas de entrega de energia. Desta forma o fator de capacidade foi 100%.

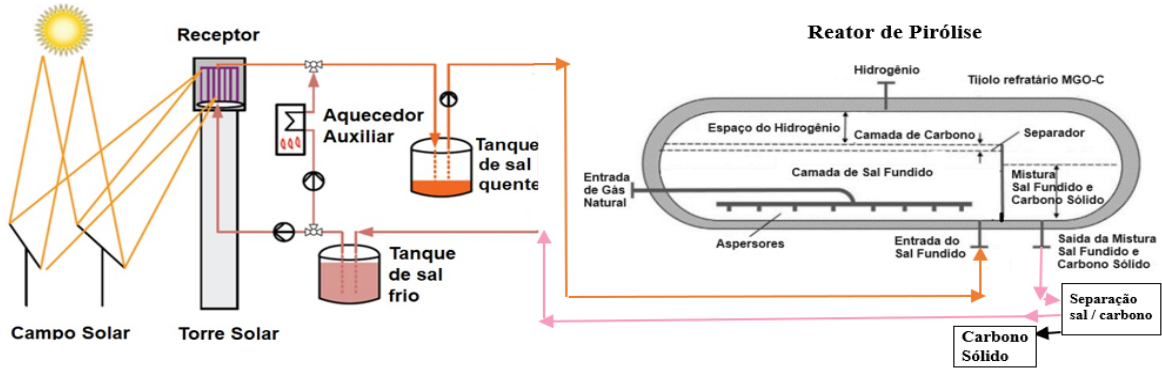


Figura 6 – Sistema de produção de hidrogênio via pirólise do gás natural com energia termossolar.

4. RESULTADOS

A produção diária de hidrogênio em massa $\dot{m}_{H_2, dia}$ foi calculada pela Eq. (7) sendo igual a 392 ton/dia, considerando que a energia térmica total necessária para a produção de um mol de H_2 $\dot{P}_{H_2, mol}$ igual a soma da entalpia de reação igual a 37,4 kJ/mol H_2 , conforme mostrado na Eq. (6), mais a energia requerida para a ativar a reação química via catalisador (Parkinson et al. 2021) igual a 18% da energia de reação. Na Eq. (7) M_{H_2} é a massa molecular do hidrogênio e P_t é a potência térmica disponibilizada para a produção de hidrogênio e igual a 100 MWt. A massa de carbono sólido produzida é igual a 2.767 ton/dia considerando a relação H_2/C real igual a 1,7 (Muradov, 2011).

$$\dot{m}_{H_2, dia} = \frac{P_t \cdot M_{H_2}}{\dot{P}_{H_2, mol}} \quad (7)$$

A área total dos heliostatos (i.e., área real de todos os espelhos do campo solar), A_{cs} , é calculada pela Eq. (8) e igual a 941176 m².

$$A_{cs} = \frac{P_t \cdot MS}{\eta_t \cdot DNI} \quad (8)$$

A massa de sal necessária m_{sal} a ser armazenada para atender um período horas da carga térmica requerida para produção de hidrogênio entre o pôr e o nascer do sol t_{dia} foi calculada pela 1ª lei da termodinâmica Eq. (9), considerando uma fração adicional de massa f_{sal} de 15% para levar em conta a massa de sal remanescente no fundo dos dois tanques e a massa de sal dentro das tubulações. As temperaturas do sal quente dentro do tanque quente $T_{sal, q}$ e do sal frio dentro do tanque frio $T_{sal, f}$, foram consideradas 850°C e 450°C, respectivamente, para atender a temperatura do reator de 800°C e reduzir o volume dos dois tanques. O calor específico $c_{p, sal}$ do sal fundido na temperatura média de 650 °C é 1 kJ/kg.K, (Wang et. al. 2021). A massa de sal total m_{sal} calculada foi igual a 16.560 ton $_{sal}$ correspondendo à uma energia térmica armazenada diariamente igual a 1,84 GWh/dia.

$$m_{sal} = (1 + f_{sal}) \cdot \frac{P_t \cdot t_{dia}}{c_{p, sal} \cdot (T_{sal, q} - T_{sal, f})} \quad (9)$$

Os volumes dos tanques de sal quente $V_{tanque, q}$ e sal frio $V_{tanque, f}$ foram calculados pela Eq. (10) e Eq. (11) com as massas específicas $\rho_{sal, q}$ e $\rho_{sal, f}$ nas temperaturas de 850°C e 450°C iguais à 1480 kg/m³ e 1706,7 kg/m³ (Wang et. al. 2021). Um volume adicional de 5% é deixado na parte superior dos tanques e preenchido com gás inerte (i.e., Nitrogênio). Os valores calculados dos volumes $V_{tanque, q}$ e $V_{tanque, f}$ foram 11.749 m³ e 10.188 m³, respectivamente. Considerando a altura dos dois tanques igual a 12 m, valor típico dos tanques de plantas heliotermicas os diâmetros calculados dos tanques quente e frio foram respectivamente, 35,3 m e 32,9 m.

$$V_{tanque, q} = \frac{m_{sal, q}}{\rho_{sal, q}} \quad (10) \quad V_{tanque, f} = \frac{m_{sal, f}}{\rho_{sal, f}} \quad (11)$$

Devido à indisponibilidade de valores dos custos dos componentes do campo solar de uma planta heliotermica do tipo “receptor central” utilizada apenas para geração de potência térmica e não para geração de potência elétrica, foram considerados para este cálculo valores do IRENA (2022) para geração de potência elétrica: (i) heliostatos US\$1.652/kW; (ii) Receptor US\$819/kW; (iii) torre US\$119/kW; (iv) sistema de armazenamento de energia térmica US\$660/kW; (v) fluido de transferência de calor US\$470/kW; (vi) balanço da planta US\$236; (vii) custos de engenharia US\$168; (viii) custos do proprietário (e.g., seguro) US\$434/kW. Portanto, o custo total da planta heliotermica de 100 MWt é igual à soma destes valores multiplicada pela potência térmica de 100 MW_t, sendo igual a US\$456 Milhões. Para verificação deste custo foi realizado um cálculo utilizando valores de referência para os componentes do campo solar disponíveis no

software SAM “System Advisor Model”, (NREL, 2021), sendo observado que o valor calculado inicialmente é superior ao calculado pelo SAM, o que vem comprovar que o método utilizado é conservador. Considerando o custo específico do reator de pirólise $US\$45.000/(ton_c.dia)$, conforme dados de um fabricante, o custo total da planta de pirólise (i.e., reatores) para a produção de $2.767 ton/dia$ é igual a US\$124 milhões. O custo da planta de separação sal / carbono foi considerada 30% do valor da planta de pirólise. Portanto, o custo total para produção de hidrogênio incluindo as plantas heliotérmica, pirólise e separação do sal foi igual a cerca de US\$600 milhões, que pode ser considerado um valor conservador. O custo mínimo de venda do hidrogênio denominado “Custo Nivelado de Produção do Hidrogênio” ou “LCOH” (i.e.; Levelized Cost of Hydrogen) foi calculado pela Eq. (12), adaptada de Short et al. (1995), sendo: (i) FRC o fator de recuperação de capital; (ii) “j” o custo anual de operação e manutenção anual dado como fração do investimento “I” e “ H_t ” a produção anual de hidrogênio calculado da produção diária de hidrogênio, Eq. (7). FRC foi calculado pela Eq. (13) considerando: (i) uma taxa desconto “i” de 10% a.a.; (ii) um período de análise financeira “n” de 25 anos.

$$LCOH = \frac{(FRC + j)}{H_t} \cdot I \quad (12) \quad FRC = \left[\frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] \quad (13)$$

O valor calculado do LCOH foi igual a US\$0,55/kg_{H2} (i.e., 55¢/kg_{H2}), valor este igual à 30% dos custos de produção do hidrogênio via *pirólise* e via “SMRCC” ambos utilizando fontes de energia não renováveis (MME/EPE, 2022) e (Parkinson et. al, 2021), e ambos com custos iguais à US\$1,88/kg_{H2}. O valor do LCOH calculado também foi igual a 44% do custo de produção do hidrogênio via “SMR” utilizando fontes de energia não renováveis (cujo custo é US\$1,26/kg_{H2}), 10% do custo utilizando energia eólica (cujo custo é US\$5,24/kg_{H2}) e 6% do custo utilizando energia solar fotovoltaica (cujo custo é US\$8,87/kg_{H2}), sendo os valores de referência citados em (MME/EPE, 2022) e (Parkinson et. al, 2021). O custo da produção de hidrogênio via *eletrolise* da água dessalinizada proveniente da água do mar, varia de US\$6/kg_{H2} a US\$9/kg_{H2} conforme Neto (2022) considerando diferentes fontes de energia renováveis, tais como, eólica, solar fotovoltaica, termo solar com concentração e combinações destas. Portanto, o custo da produção de hidrogênio via *pirólise* do gás natural (i.e.; US\$0,55/kg_{H2}) é também bem inferior ao custo do sistema de produção de hidrogênio via *eletrolise*.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe e analisa um sistema inovador termossolar para produção de hidrogênio via tecnologia de *pirólise* do gás natural. O sistema consiste em uma planta termo solar de 100 MW_t, do tipo “receptor central” com armazenamento de energia operando continuamente (i.e., fator de capacidade 100%) objetivando prover energia térmica para a quebra das moléculas do gás natural (i.e.; *pirólise*) visando a produção de hidrogênio e carbono sólido, mitigando desta forma emissões de gás carbônico e consumo de água. Um sal fundido de terceira geração é utilizado como fluido de transferência de calor capaz de operar com temperaturas de até 800°C. Este sal circula no absorvedor do receptor solar para a absorção da irradiância que é convertida em calor para ser transferido de forma direta para o gás natural durante o processo de “*pirólise*”, além deste fluido atuar como agente catalisador na reação de *pirólise*.

A metodologia constou de um modelo simplificado considerando parâmetros técnicos e econômicas de entrada. O valor do investimento “I” foi calculado considerando parâmetros de plantas de potência elétrica disponíveis (IRENA, 2022). As variáveis e parâmetros de saída foram os seguintes: (i) produção diária de hidrogênio e de carbono sólido; (ii) área real dos espelhos (i.e.; heliostatos); (iii) massa do sal fundido; (iv) capacidade diária do sistema de armazenamento de energia térmica; (v) dimensões dos dois tanques de sal fundido; (vi) investimento total do sistema; (vii) custo nivelado da produção do hidrogênio “LCOH”.

Observa-se que o “LCOH” do sistema de *pirólise* do gás natural proposto utilizando energia térmica proveniente de uma planta termo solar é inferior àquele do sistema tradicional de “*reforma à vapor*” COM e SEM captura de gás carbônico COM utilização ou NÃO de energia renovável. Adicionalmente, verifica-se que o “LCOH” do sistema proposto é inferior àquele do sistema via *pirólise* utilizando energia NÃO renovável. Por último, destaca-se que a produção de hidrogênio via *pirólise* utilizando tanto energia eólica como energia solar fotovoltaica apresentam custos mais elevados do que aquele do sistema termo solar. A explicação se deve ao fato da conversão solar – elétrica- térmica dos sistemas eólico e fotovoltaico serem pouco eficientes comparados com a conversão solar – térmica do sistema termo solar.

Uma comparação do parâmetro “I”, considerou custos fixos e variáveis de referência dos componentes do campo solar do “SAM”, observando-se que o valor calculado de “I” é conservador. A incerteza do “LCOH” está relacionada ao valor calculado para o parâmetro “I”, sendo que este depende da potência térmica e da capacidade de armazenamento.

REFERÊNCIAS

- Abánades A., Ruiz E., Ferruelo E.M., Hernández F., Cabanillas A., Martínez-Val J. M., Rubio J. A., López C. Gavela R., Barrera G., Rubbia C., Salmieri D., Rodilla E. and Gutiérrez D. Experimental Analysis of Direct Thermal Methane Cracking. *International Journal of Hydrogen Energy*. v.36. pp. 12877-12886.
- Dagle, R.; Dagle, V.; Bearden, M.; Holladay, J.; Krause, T.; Ahmed, S., 2017. An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products. Disponível em: <https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-26726.pdf>. Acesso em: out. 2023.

- Gasmig. Companhia de Gás de Minas Gerais. Composição. Disponível em < <https://gasmig.com.br/composicao/> >. Acesso em Out. 2023.
- IEA. International Energy Agency, 2019. The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Technology report. Disponível em:< <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>. Acesso em: out. 2023.
- IRENA, International Renewable Energy Agency. 2021. Renewable Power Generation Costs in 2022. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>. Acesso em out 2023.
- Kang D., Palmer C., Mannini D., Rahimi N., Gordon J. M., Metiu H., McFaland W. E. 2020. Catalytic Methane Pyrolysis in Molten Alkali Chloride Salts. ACS Catalysis. v. 10. Pp. 7032-7042.
- MacConnachie M., Konarova M. Smart S. 2023. Literature Review of the Catalytic Pyrolysis of Methane for Hydrogen and Carbon Production. International Journal of Hydrogen Energy. v 48. Pp. 25560-25682.
- MME/EPE, 2017. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em out. 2023.
- MME/EPE, 2022. Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da Pirólise do gás natural. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/NotaTecnicaHidrogênioTurquesa_12.04.22.pdf>. Acesso em out. 2023.
- Muradov N. Z. 2005. From Hydrocarbon to hydrogen – carbon to hydrogen economy. International Journal of Hydrogen Energy, v. 30. pp. 225-237.
- National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2021. SAM, 2021.12.2.
- Neto J.H.M. 2022. Possibilidades de Utilização de Plantas Heliotermicas para Geração de Hidrogênio Verde via Água Dessalinizada, IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Parkinson B., Patzschke C. F., Nikolis D., Raman S., Dankworth D. C., Hellgardt K. 2021. Methane Pyrolysis in Monovalent Alkali Halide Salts: Kinetics and Pyrolytic Carbon Properties. International Journal of Hydrogen Energy. v. 46. pp 6225 – 6238.
- Palmer C., Tarazcar M., Gordon J. M., Metiu H., Mc Farland W. E. 2021. Methane Pyrolysis in Low Cost Alkaline-Halide Molten Salts at High Temperature. Sustainable Energy & Fuels. v. 23.
- Patzschke F. C., Parkinson B., Willis J. J., Nandi P., Love M. A., Raman S., Hellgardt K. 2021. Co-Mn Catalysts for H₂ Production via Methane Pyrolysis in Molten salts. Chemical Engineering Journal. V. 414.
- Schneider S., Bajohr S., Graf F. and Kolb T. 2020. State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas. ChemBioEng Rev. Wiley Online Library. pp-150-158.
- Short W., Packey D. J., and Holt T. 2017. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-462-5173.
- Techno-Economic Evaluation of SME Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plants with CCS in IEGHG Technical Report, I. E. Agency (Ed.), Fevereiro 2017.
- Upham C. D., Agarwal V., Khechfe A., Snodgrass R. Z. Gordon J. M., Meton H., McFarland W. E. 2017. Catalytic Molten Metals for the Direct Conversion of Methane to Hydrogen and Separate Carbon. Catalysis. v. 358. pp 917-21.
- Wang X., Rincon D. J., Li P., Zhao Y., Vidal J. 2021. Thermophysical Properties Experimentally Tested for NaCl-KCl-MgCl₂ Eutectic Molten Salt as a Next Generation High-Temperature Heat Transfer Fluids in Concentrated Solar Power Systems. Journal of Solar Energy Engineering. ASME. v.143. pp. 041005-1 to 041005-8.
- Wylen V., Sonntag R. E., Borgnakke C. 2003. Fundamentos da Termodinâmica. Ed. Edgar Blucher Ltda. 6 ed.

ANALYSIS OF A CONCENTRATING SOLAR THERMAL SYSTEM FOR HYDROGEN PRODUCTION VIA NATURAL GAS PYROLYSIS

Abstract. A current global trend is the production of hydrogen for use as a source of heat for industrial processes, fuel for fuel cells and thermoelectric power plants to replace fossil fuels, the burning of which generates pollutants that cause the greenhouse effect. Hydrogen is not free in the atmosphere and is aggregated with other substances, such as hydrocarbons and water, and its separation requires energy. Natural gas has large reserves and has been used as an industrial and residential fuel, however, its burning still generates carbon dioxide. The oldest technology for obtaining hydrogen from hydrocarbons is "steam reforming", which emits considerable amounts of carbon dioxide into the atmosphere and still requires water to generate the steam. Recently, another technology of "steam reform" contemplates the capture of carbon dioxide, however, it requires extra energy and costs to carry out the capture and storage. The technology of "pyrolysis" from natural gas has been used mainly to produce solid carbon, used as a raw material for various products, with hydrogen as a by-product. "Pyrolysis" requires a higher temperature than "reforming" using fossil fuel burning energy or thermoelectricity as a heat source. Its great advantage is the fact that it does not emit carbon dioxide and does not require water. This work analyzes the feasibility of a hydrogen production system via "pyrolysis" composed of a 100 MWt "Central Receiver" concentrating solar thermal plant with a storage system for continuous operation, having as heat transfer fluid and catalyst a molten salt capable of providing a temperature of 800°C. The results present technical and economic data and show that the cost of hydrogen production is lower than those of conventional "reforming" and "pyrolysis" technologies and lower than those using wind and photovoltaic plants.

Key words: Hydrogen, Pyrolysis, Heliothermic, Central Receiver