

POSSIBILIDADES PARA UTILIZAÇÃO DE PLANTAS HELIOTÉRMICAS PARA GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE VIA ÁGUA DESSALINIZADA

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

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

Resumo. *Água doce tem se tornado um precioso insumo devido à sua escassez principalmente devido aos efeitos climáticos que afetam o ciclo hídrico. Com a previsão do aumento da população e aumento da demanda de água doce para consumo, agricultura e indústria, faz-se necessário investigar oportunidades para geração deste insumo. O Brasil, ainda que considerado um manancial de água doce, tem atravessado uma crise hídrica, com escassez de água para atender a agricultura e a geração de hidroeletricidade. Uma tendência atual mundial é a produção de hidrogênio verde para exportação via eletrólise da água doce, sendo esta preferencialmente extraída de regiões que apresentam abundância em energias renováveis, de forma a contribuir para a mitigação das emissões e do aquecimento global. Este artigo apresenta resultados de análises preliminares de viabilidade técnica e econômica de oito sistemas para produção de hidrogênio verde para exportação, oriundo da água do mar dessalinizada visando a preservação da água doce para outros fins mais nobres. Todos os sistemas analisados utilizam plantas de geração de energia elétrica e (ou) térmica oriundos de energia solar e eólica, destaque sendo dado aos sistemas heliotérmicos de concentração de energia, constituídos por planta do tipo calha parabólica acoplada a sistema de armazenamento de energia térmica. Observa-se que os sistemas heliotérmicos, geradores de energia elétrica e térmica, requerem maiores custos de investimento, entretanto, apresentam custos de produção de hidrogênio compatíveis com os dos demais sistemas. Adicionalmente, os sistemas heliotérmicos propiciam produção diária de hidrogênio uniforme e despachável. Também se verifica que as plantas de dessalinização possuem custo de investimento desprezível comparado ao custo de investimento das plantas de geração de potência e de hidrogênio. Conclui-se que os sistemas de geração de hidrogênio verde via água dessalinizada, acoplados às plantas de energia renováveis podem ser viáveis principalmente em regiões próximas do litoral do país.*

Palavras-chave: Dessalinização, Hidrogênio, Heliotérmica

1. INTRODUÇÃO

A produção de hidrogênio via energia renovável, denominado hidrogênio verde, é considerada atualmente um meio bastante promissor para manter a temperatura ambiente dentro do limite de 1,5°C estipulado pela Acordo de Paris e ratificado durante a COP 26 realizada este ano. A tecnologia de produção do hidrogênio verde é realizada principalmente via eletrólise da água doce utilizando fontes de energia renovável, como as energias solar e eólica. O custo da produção de hidrogênio verde no Brasil é considerado um dos menores a nível mundial. Um estudo de viabilidade realizado por (Da Silva et al, 2005) mostrou um custo de US\$10,3/kgH₂ considerando uma planta de 30 MWe híbrida que utiliza energia elétrica gerada por usinas do tipo solar fotovoltaica, eólica e hidroelétrica. O relatório de Bloomberg NEF (2020), apresenta uma previsão otimista do custo da produção de hidrogênio verde no país de cerca US\$2/kg em 2020, podendo alcançar o patamar de US\$0,55/kg em 2050. As localidades do país mais propícias para a instalação de plantas de produção de hidrogênio verde 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 “ONS” a inclusão de várias plantas termoelétricas, 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 verde 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. Observa-se que a utilização do hidrogênio verde para fins industriais e veiculares apresenta como subproduto o vapor de água que é exaurido na atmosfera, entretanto, não se pode garantir que ocorrerá um balanço zero de água nas regiões, países e continentes onde ocorreu a produção dele, uma vez que o ciclo das chuvas depende de condições meteorológicas específicas de cada continente e região geográfica. Uma alternativa para a produção de hidrogênio verde de exportação poderia ser a utilização de água doce via dessalinização da água do mar,

visto que as localidades produtoras de hidrogênio verde da região nordeste do Brasil estão localizadas próximas da região litorânea ou mesmo estão na região litorânea. As plantas de dessalinização de água do mar, devido às suas especificidades, demandam operação constante requerendo para isso disponibilidade estável de energia elétrica e (ou) de energia térmica ao longo do dia. As plantas fotovoltaicas e eólicas apresentam características de operação intermitente, ou seja, operam apenas durante os períodos em que radiação solar e ventos estão disponíveis, respectivamente. Ressalta-se que certas localidades da região nordeste possuem uma situação climática favorável possibilitando um perfil complementar de geração de energia elétrica pelo fato de possuírem altas irradiâncias no período diurno e altas velocidades de vento durante o período noturno. Adicionalmente, as plantas fotovoltaicas e eólicas ainda não utilizam sistemas de armazenamento de energia elétrica, principalmente devido à vida útil curta e ao alto custo das baterias elétricas. Por outro lado, as usinas solares termoeletricas também denominadas “CSP” (Concentrated Solar Power) utilizam sistemas de armazenamento de energia térmica “TES” (Thermal Energy Storage) de longa vida útil e de menor custo que o armazenamento por meio de baterias, possibilitando uma entrega estável de energia elétrica e de energia térmica ao longo do dia. Portanto, as usinas “CSP” podem ser consideradas mais competitivas comparadas às plantas fotovoltaicas e eólicas, quando se analisa os requerimentos de produção diária estável de energia elétrica requerida pelas plantas de dessalinização, além da despachabilidade que as plantas “CSP” com “TES” podem oferecer. Este artigo apresenta esquemas e cálculos simplificados para análise preliminar de oito sistemas de produção de hidrogênio verde para exportação via plantas de dessalinização da água do mar com a utilização de plantas solares “CSP” acopladas a um sistema de armazenamento “TES”, bem como o acoplamento de plantas “CSPs” com plantas fotovoltaicas e eólicas. O artigo apresenta a seguinte estrutura: (i) esquemas e informações das plantas de dessalinização mais utilizadas comercialmente; (ii) informações das tecnologias dos eletrolisadores mais utilizados para produção de hidrogênio verde; (iii) esquemas e descrições dos diferentes sistemas propostos para produção de hidrogênio verde via dessalinização da água do mar utilizando planta solar termoeletrica “CSP” do tipo calha parabólica “PTC” (i.e., Parabolic Trough Collector) com armazenamento de energia “TES”, cuja tecnologia já se encontra num estado de arte comprovado, e planta solar termoeletrica do tipo “CSP - PTC” acoplada a planta fotovoltaica e (ou) planta eólica.

2. PLANTAS DE DESSALINIZAÇÃO

Entre os vários processos de dessalinização, os mais utilizados nas plantas de dessalinização comerciais são “destilação” e “membrana”. Os processos do tipo “membrana” utilizam como fonte de energia apenas eletricidade, enquanto, aqueles do tipo “destilação” requerem calor e eletricidade simultaneamente. A maior vantagem dos processos do tipo “destilação” é que eles utilizam menos energia elétrica comparado aos processos do tipo “membrana”, entretanto, seus consumos totais de energia são um pouco maiores.

Os processos do tipo “destilação” consistem na evaporação da água salgada em vários tanques instalados num arranjo em série (i.e., 2 a 16 estágios) com pressão de vácuo decrescente nos mesmos. A água destilada (i.e., vapor) é então resfriada retornando para a fase líquida (i.e., água doce). O processo de “destilação” mais eficiente e muito utilizado (Alkaisie et al., 2017) é o “Multi Effect Distillation” (MED), mostrado na Fig. (1), (Miller, 2003) com capacidade de 600 a 300.000m³/dia.

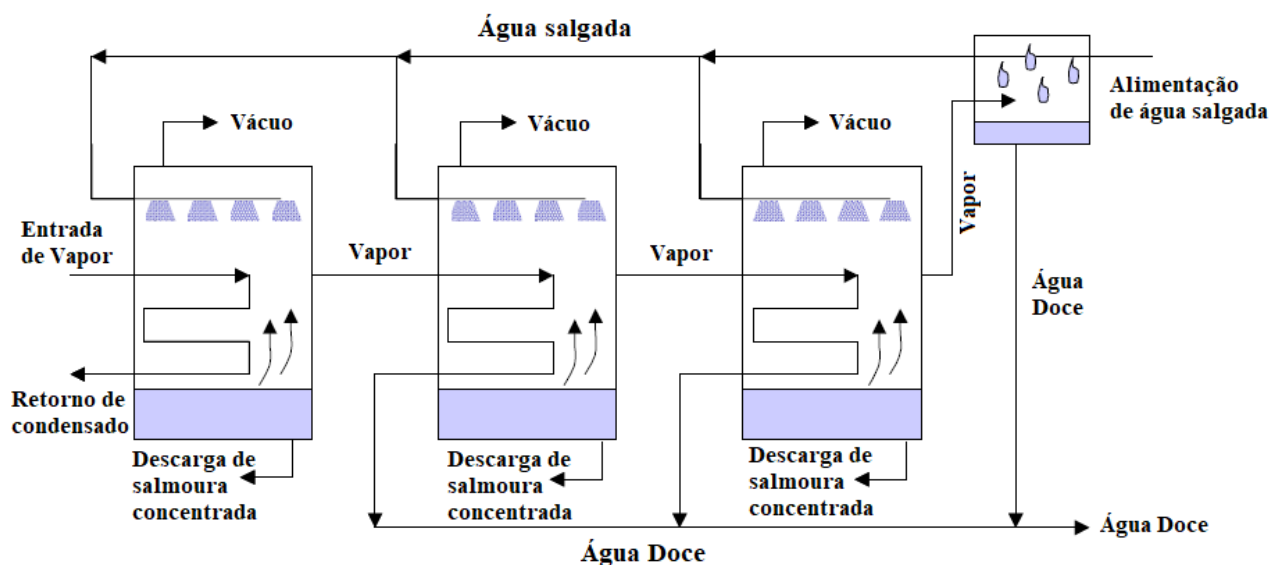


Figura 1 – Conceito “Multi Effect Distillation” (MED).

Entre os processos do tipo “membrana” o mais utilizado é o “osmose reversa” (RO), que consiste na recuperação da água de uma solução salina sendo esta pressurizada numa pressão superior à pressão osmótica da solução (i.e., água do mar). Para um melhor entendimento, a membrana filtra os íons de sal da solução pressurizada permitindo a passagem apenas da água, conforme é mostrado na Fig. 2. O pós-tratamento consiste na remoção de gases dissolvidos (CO₂) e no estabelecimento do pH via adição de sais de Ca ou Na. A pressurização da solução salina é realizada na bomba e responde pela maior parte da energia consumida pelo processo de (RO). A pressão osmótica necessária para realizar a separação da água da solução salina é diretamente proporcional a concentração do sal variando de 5,4 a 8 MPa, sendo a pressão osmótica da água do mar de aproximadamente 2,5 MPa, (Miller, 2003). Um valor típico de recuperação da água contida na solução salina está em torno de 40%. Como a pressão da solução concentrada salina descartada é alta à jusante da membrana, dispositivos de recuperação de pressão do tipo turbina, são utilizados como medida de redução do consumo de energia elétrica. Uma desvantagem do processo (RO) é o fato da membrana ser sensível ao pH da água, algas, diferentes tipos de matéria orgânica, bactérias, certos particulados, oxidantes e outras incrustações. Portanto, é necessário realizar pré-tratamento da solução salina que entra no processo, o que impacta no custo de produção da água.

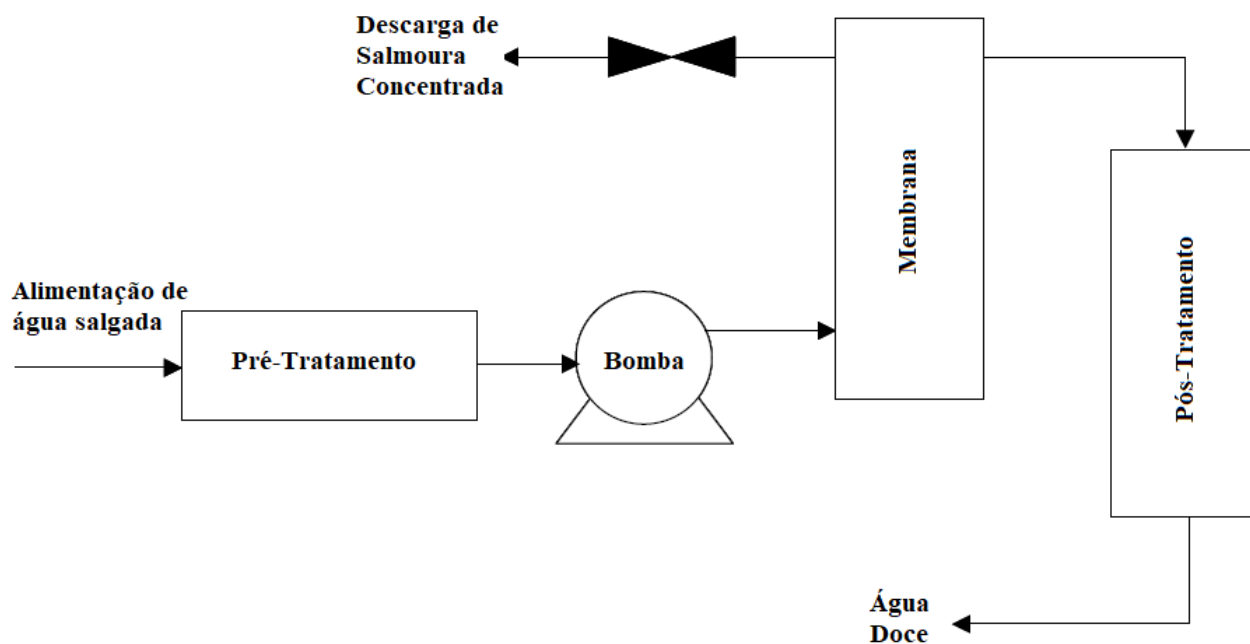


Figura 2 – Digrama de bloco do processo “osmose reversa”.

Valores típicos da energia por unidade de volume de água doce produzida que é requerida pelos processos de dessalinização (MED) e (RO) são apresentados na Tab. 1. Os valores da energia elétrica equivalente consideram uma eficiência termodinâmica do ciclo de potência igual à 10% (Alkaisie et al., 2017). Os custos foram baseados em plantas comerciais existentes no ano de 2017.

Tabela 1 – Requerimentos de energia e custos dos processos (MED) e (RO) utilizando energias fóssil e renovável.

| | MED | RO | |
|--|-----------------------|----------------------------|----------------|
| Típica capacidade da planta (m ³ .dia ⁻¹) | 5.000 a 15.000 | 24.000 | |
| Consumo de energia elétrica (kWh.m ⁻³) | 1,5 a 2,5 | 3 a 7 | |
| Consumo de energia térmica (kWh.m ⁻³) | 64 a 108 | Nenhum | |
| Equivalente elétrico para energia térmica (kWh.m ⁻³) | 5 a 8,5 | Nenhum | |
| Consumo total equivalente de energia elétrica (kWh.m ⁻³) | 6,5 a 11 | 3 a 7 | |
| Custo total anualizado de uma planta convencional utilizando energia fóssil (US\$.m ⁻³) | 1,21 a 1,59 | 1,06 a 1,36 | |
| Investimento “CAPEX + OPEX” (US\$.m ⁻³) | 4.050 | 3.750 | |
| Custo total anualizado de plantas utilizando energia renovável (fotovoltaica, CSP e eólica), (US\$.m ⁻³) | Energia Solar Térmica | Energia Solar Fotovoltaica | Energia Eólica |
| | 2,5 a 3 | 12,5 a 16,8 | 2,1 a 5,6 |

Da Tab. (1) observa-se o seguinte: (i) a planta (RO) consome apenas energia elétrica, enquanto, a planta (MED) consome energia térmica e elétrica, sendo a energia térmica cerca de três vezes maior que a energia elétrica; (ii) o consumo de energia elétrica da planta (RO) é cerca de duas vezes e meio maior que aquela da planta (MED); (iii) o consumo total

de energia equivalente da planta (MED) que utiliza como fonte de calor combustível fóssil (i.e., planta convencional) é em média apenas 15% maior que aquela da planta (RO) convencional, ou seja, a eletricidade é gerada por meio de uma planta termoelétrica queimando combustível fóssil; (iv) o custo total anualizado (i.e., custo do investimento e custo operacional) da planta (MED) convencional é cerca de 33% maior que aquele de uma planta convencional (RO); (v) o custo total anualizado da planta (MED) operando com energia renovável termo solar é cerca de duas vezes maior que da planta MED convencional; (vi) o custo total anualizado da planta (RO) operando com energia renovável fotovoltaica é cerca de doze vezes maior que da planta convencional (RO); (vii) o custo total anualizado da planta (RO) operando com energia renovável eólica é cerca de três vezes maior que da planta convencional (RO); (viii) o custo da energia total específica equivalente das plantas convencionais (MED) e (RO) é 0,16 US\$/kWh e 0,24 US\$/kWh, respectivamente; (ix) o custo da energia total específica equivalente das plantas renováveis (MED) com energia termo solar, (RO) com energia solar fotovoltaica e (RO) com energia eólica é, 0,31 US\$/kWh, 2,9 US\$/kWh, e 0,77 US\$/kWh, respectivamente. Portanto, o custo da energia específica das plantas de dessalinização com energia renovável, como se esperava, é ainda superior ao das plantas convencionais, sendo que dentre as renováveis a planta (MED) é a que apresenta o valor mais próximo das plantas convencionais. Entretanto, devido ao avanço das tecnologias das energias renováveis espera-se que nos próximos 20 anos ocorra uma queda substancial do preço específico da energia renovável, havendo previsão de se alcançar o patamar de 0,05 US\$/kWh, que será um valor equivalente àquele das plantas de dessalinização convencionais. Um dos pontos questionáveis sobre as plantas de dessalinização é o impacto causado no ambiente marítimo, portanto, protocolos de captura, tratamento e descarte da água devem ser seguidos, conforme mencionado por Peters e Pintó (2008).

3. PRODUÇÃO DO HIDROGENIO VERDE

Três tecnologias de eletrolisadores vêm sendo utilizados para operar com água doce, sendo que uma delas se encontra na fase de desenvolvimento. Todas as três tecnologias requerem, portanto, a dessalinização da água do mar ou o uso de água doce proveniente de rios. Os três eletrolisadores são os seguintes: (i) eletrolisadores alcalinos “Alkaline” (ALK), que têm sido usados na indústria por quase um século, principalmente na indústria química; (ii) eletrolisadores de troca de prótons “Proton Exchange Membrane” (PEM), que apresentam custos de capital superiores ao (ALK) e estão disponíveis comercialmente, tendo ganhado atração dos mercados, pois são mais flexíveis, além de ocuparem menores espaços; (iii) eletrolisadores de óxido sólido “Solid Oxide Fuel Cell” (SOFC) que apresentam maior eficiência energética, entretanto, ainda estão na fase de desenvolvimento, e diferentemente dos eletrolisadores “ALK” e “PEM” operam em altas temperaturas. Por outro lado, a eletrólise realizada diretamente com a água salgada (Direct Electrolysis of Seawater) “DES” se baseia no processo industrial antigo conhecido como “Cloro -Alcaloide” que é usado para produção de cloro e de soda cáustica, tendo como subproduto o hidrogênio. Até o momento não existem significantes aplicações comerciais deste processo visando a produção de hidrogênio da água salgada, entretanto, pesquisas vêm sendo realizadas utilizando novas metodologias de nano materiais (Ibraim e Moussab, 2020). A Tab. 2 apresenta características técnicas e econômicas dos eletrolisadores “ALK”, “PEM”, “SOFC” e “DES” (IRENA, 2018), (Domenech et al., 2020), Thyssenckupp (2021).

Tabela 2 – Sumário com os atributos das tecnologias dos diferentes tipos de eletrolisadores.

| Variável | Unidades | Tecnologias | | | |
|--|---|-------------|-----------------------|-----------|------------|
| | | ALK | PEM | SOFC | DES |
| Eficiência | kWh de eletricidade / kg de H ₂ | 51 | 58 | 38 | 122 |
| | % (Poder Calorífico Inferior): 119.930 kJ / kgH ₂ | 65 | 57 | 87 | 27 |
| Temperatura operação | °C | 60 a 90 | 60 a 80 | 700 a 800 | < 90 |
| Pressão | Bar (típica pressão de saída) | 15 | 30 | 350 | 350 |
| Investimento (CAPEX) | US\$/kW | 850 | 1360 | > 2.000 | > 6.000 |
| Oper. e Manut. (OPEX) | US\$/kW/ano | 10 a 60 | 18 a 65 | > 65 (~) | > 240 (~) |
| CAPEX (Subst. Pilhas) | US\$/kW | 384 | 475 | NC | NC |
| Vida do eletrolisador | Horas (horas de operação) | 80.000 | 40.000 | 10.000 | 10.000 |
| Vida útil do sistema | Anos | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Faixa operacional (base carga nominal) | Qualitativo | 15 a 100% | 0 a 160% | NC | NC |
| Resposta à mudança da carga elétrica | Qualitativo | Rápida | Muito Rápida | Lenta | Rápida |
| Resistencia impurezas da água do mar | Qualitativo | Muito bom | Muito ruim | Muito bom | Aceitável |
| Risco ao ambiente marítimo | Qualitativo | Médio | Baixo | Baixo | Muito alto |
| Tempo de partida (frio/quente) | Minutos, segundos | 1 a 10 min | 1 segundo a 5 minutos | NC | NC |
| Tempo de desligamento | Minutos, segundos | 1 a 10 min | Segundos | NC | NC |

Conforme mostra a Tab. 2, o eletrolisador do tipo “DES”, que trabalha diretamente com água salgada, apresenta custos elevados e alto impacto ambiental no descarte da água concentrada. Domenech et al. (2020) utilizaram uma metodologia de decisão por multicritério para selecionar o melhor eletrolisador para produção de hidrogênio da água do mar e recomendaram o eletrolisador “PEM”, que trabalha com água doce requerendo dessalinização da água do mar.

4. PLANTAS PARA GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE DA ÁGUA DO MAR

A seguir são apresentadas algumas propostas de esquemas de plantas de produção de hidrogênio verde de exportação ($H_{2,verde}$) combinadas com plantas de energias renováveis (i.e., solar fotovoltaica solar térmica e eólica), que fornecerão energia elétrica para os eletrolisadores e energia elétrica e (ou) térmica para as plantas de dessalinização da água do mar.

4.1 Sistema CSP (PTC + TES) + MED + $H_{2, verde}$

Uma configuração proposta para a produção de hidrogênio verde ($H_{2, verde}$) de exportação (Fig. 3) seria um sistema composto pelas seguintes plantas: (1) planta termo solar (CSP) do tipo Calha Parabólica (PTC) com sistema de armazenamento de energia térmica (TES); (2) planta de dessalinização do tipo (MED); (3) planta de produção de ($H_{2,verde}$). Nesta configuração todo o sistema estaria instalado o mais próximo possível do mar visando minimizar a energia elétrica requerida para bombeamento da água salgada até o local da planta de dessalinização. A proximidade das plantas (CSP-PTC-TES) e (MED) é necessária, pois a demanda de energia térmica da planta “MED” representa cerca de três vezes mais a demanda de energia elétrica. Além disso, a localização próxima das plantas reduz as perdas elétricas de transmissão aumentando a eficiência global do sistema. Como a água de resfriamento demandada pelo condensador do ciclo de potência é superior àquela demandada pela planta de ($H_{2,verde}$), parte significativa da água do mar pode ser utilizada para isso ou alternativamente pode-se utilizar como fonte fria o ar ambiente (i.e., condensação à ar).

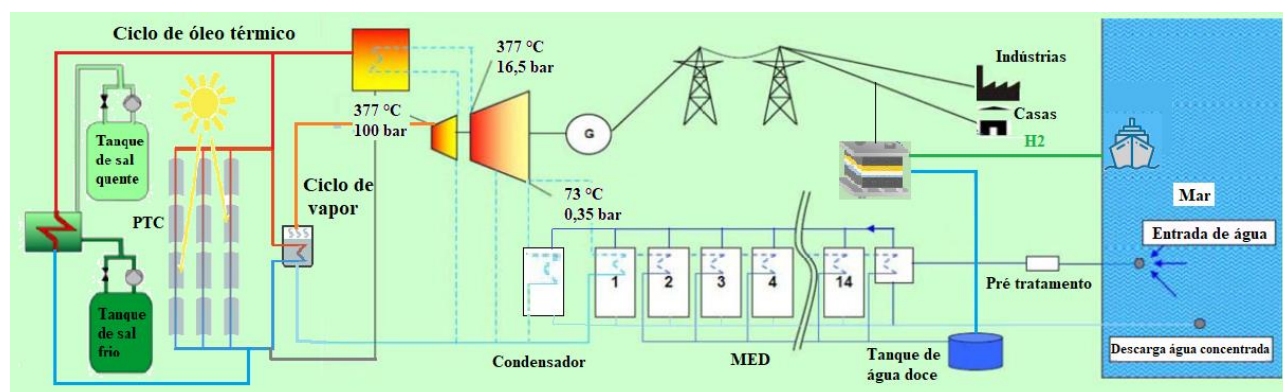


Figura 3 – Configuração do sistema PTC + TES + MED + $H_{2, verde}$.

4.2 Sistema CSP (PTC + TES) + RO + $H_{2, verde}$

Outra configuração proposta para produção de hidrogênio verde de exportação (Fig. 4) seria um sistema composto pelas seguintes plantas: (1) planta termo solar (CSP) do tipo Calha Parabólica (PTC) com sistema de armazenamento de energia térmica (TES); (2) planta de dessalinização do tipo (RO); (3) planta de produção de Hidrogênio Verde. Nesta configuração, a planta (CSP - PTC - TES) poderia ser instalada distante ou próxima do mar, enquanto, as plantas de dessalinização (RO) e de produção de hidrogênio verde estariam instaladas o mais próximo possível do mar visando minimizar a energia elétrica requerida para bombeamento da água salgada até o local da planta de dessalinização. Observa-se que para este tipo de sistema, como a planta de dessalinização (RO) demanda apenas energia elétrica da planta (CSP - PTC - TES), esta teria como único objetivo gerar energia elétrica estável e despachável ao longo do dia. No caso da planta (CSP - PTC - TES) estar localizada distante da planta de dessalinização (RO), a energia elétrica gerada pela mesma seria injetada na rede elétrica e grande parte transmitida para as plantas de dessalinização (RO) e de produção de hidrogênio verde (i.e., eletrolisadores), garantindo uma produção estável ao longo do dia de hidrogênio. Nesta situação, observa-se que a energia rejeitada pelo ciclo de potência seria dissipada por meio de um condensador à ar.

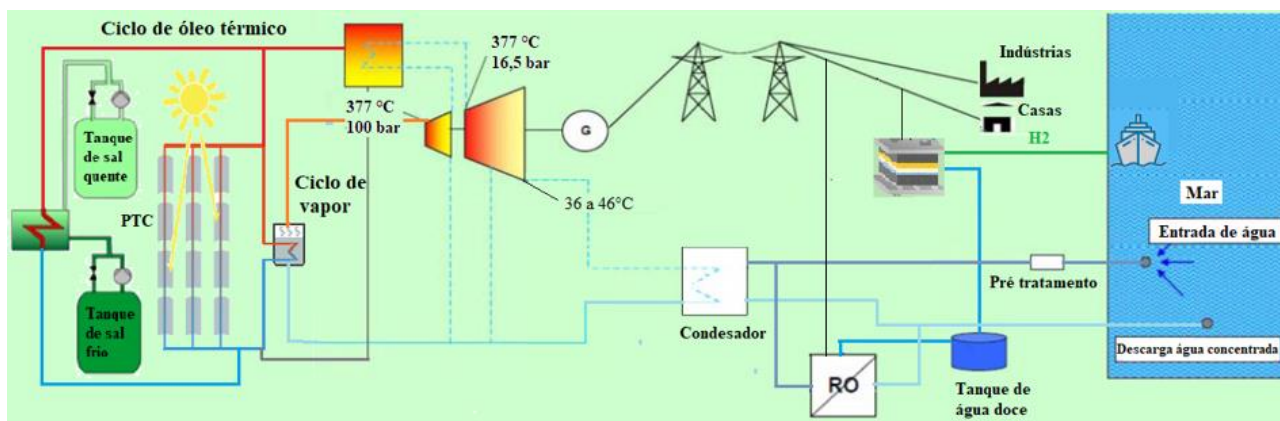


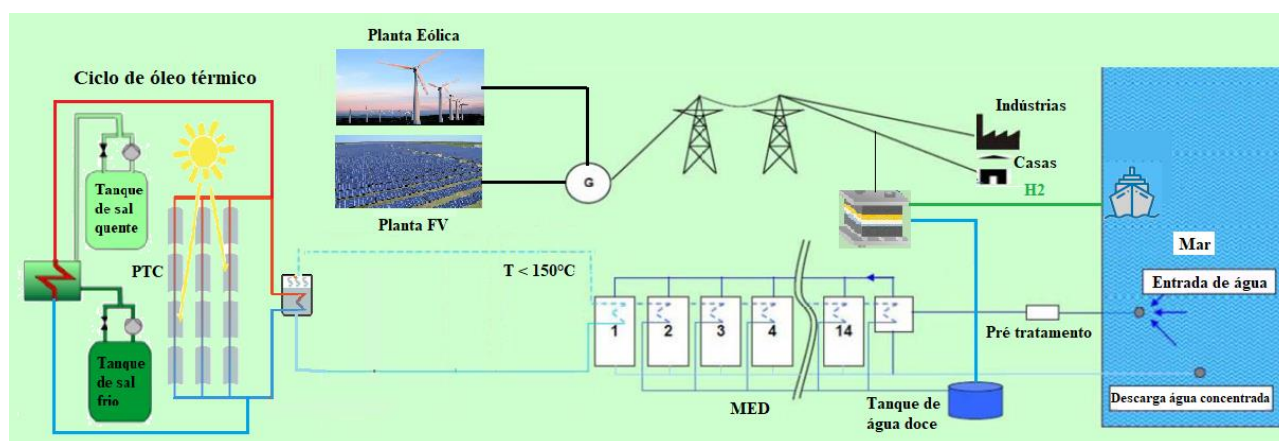
Figura 4 – Configuração do sistema PTC + TES + RO + H₂, verde.

4.3 Sistema CSP (PTC + TES) + FV + RO + H₂, verde

Outra configuração proposta para produção de hidrogênio verde de exportação seria um sistema composto pelas seguintes plantas: (1) planta termo solar (CSP) do tipo Calha Parabólica (PTC) com sistema de armazenamento de energia térmica (TES); (2) planta solar fotovoltaica e (ou) planta eólica (EO); (3) planta de dessalinização do tipo (RO); (4) planta de produção de Hidrogênio Verde. Esta configuração é muito parecida com aquela da Fig (4) com a inclusão da planta (FV) e (ou) (EO) ao lado da planta (CSP). Nesta configuração a planta CSP (PTC + TES) complementa a planta solar fotovoltaica (FV) e (ou) (EO). Durante o período de irradiância ou de ventos favoráveis, as plantas (FV) e (ou) (EO) são responsáveis pela geração da energia elétrica demandada pela planta de dessalinização (RO) e pela planta de H₂ verde (i.e., eletrolisadores). Neste período a planta CSP (PTC + TES) opera convertendo toda energia solar absorvida em térmica e armazenando a mesma no sistema (TES) para posterior uso quando a disponibilidade de irradiância e de ventos for desfavorável. Por exemplo, durante o período noturno a energia elétrica demandada pela planta (RO) seria atendida pela planta (CSP), convertendo a energia térmica armazenada no (TES) em energia elétrica no bloco de potência. Nesta configuração as plantas (CSP - PTC - TES) e (FV) e (ou) (EO) podem estar instaladas distantes (ou não) do local de extração da água salgada, enquanto, a planta de dessalinização (RO) e a planta de produção de hidrogênio verde estariam o mais próximo possível do mar, ou seja, próximo do local de extração da água salgada, visando minimizar a energia elétrica consumida no bombeamento da água salgada até a planta de dessalinização. Observa-se que nesta configuração as áreas dos campos solares das usinas (CSP) e (FV), bem como a área do parque eólico (EO) seriam reduzidos em relação às configurações anteriores, uma vez que essas áreas seriam dimensionadas para atender parte das horas do dia. Neste ponto ressalta-se que algumas localidades da região nordeste são privilegiadas com abundância de irradiância solar durante o período diurno e ventos favoráveis durante o período noturno, havendo uma certa complementação da energia elétrica gerada. Entretanto, mesmo nesta condição climática pode não há garantia da uniformidade e da despachabilidade da energia elétrica demandada pelas plantas de dessalinização e de hidrogênio, o que poderá justificar a inclusão de uma planta (CSP) com sistema (TES) de capacidade menor para assegurar o cumprimento deste quesito.

4.4 Sistema térmico ST + TES + FV + EÓLICA (EO) + MED + H₂, verde

Uma configuração mais simples consistiria na utilização de um sistema solar térmico (ST) acoplado a um sistema de armazenamento (TES), Fig. (5). Este sistema (ST) não possuiria de bloco de potência (i.e., ciclo termodinâmico) para geração de eletricidade e apenas geraria energia térmica para a planta de dessalinização (MED). Uma planta (FV) e (ou) (EO) geraria a energia elétrica para atender os eletrolisadores da planta de (H₂,verde) e o sistema auxiliar da planta (MED). O sistema (ST) poderia utilizar coletores estacionários (e.g., coletores de placa plana e coletores de tubos evacuados), como também coletores concentradores de temperaturas inferiores à 150°C, (e.g., coletores parabólicos compostos, coletores lineares de Fresnel e calhas parabólicas). O sistema (TES) poderia usar como meios de armazenamento água quente, pedras, sais etc. O sistema (ST), a planta de dessalinização (MED) e a planta de geração de H₂,verde teriam que estar instaladas próximas do mar, enquanto, as plantas (FV) e (ou) (EO) estariam instaladas remotamente ou próximas das demais plantas. A desvantagem deste sistema seria o fato dele não garantir a uniformidade de geração elétrica durante todo o dia, dependendo das condições climáticas e (ou) da disponibilidade de energia elétrica proveniente da rede elétrica convencional.

Figura 5 – Configuração do sistema ST + TES + MED + FV + EO + H₂, verde.

5. RESULTADOS PRELIMINARES

Uma análise preliminar de viabilidade técnica e econômica foi realizada para todos os sistemas apresentados nas seções anteriores e que apresentam potencial para serem utilizados para geração de hidrogênio verde de exportação via dessalinização da água do mar. O custo total das plantas instaladas (CSP – PTC – TES) e (ST – TES), (FV) e (EO), conforme IRENA (2020), são US\$5.000/kW, US\$883/kW e US\$1.355/kW, respectivamente. Os índices técnicos e econômicos das plantas de dessalinização (MED) e (RO), e da planta de produção de (H_{2,verde}) usando eletrolisador do tipo (PEM), foram obtidos das Tabs. (1) e (2), respectivamente. A potência elétrica líquida total gerada por todos os sistemas analisados foi assumida igual a 100 MWe. Para os dois sistemas híbridos (CSP - TES e FV) e (CSP - TES e EO) a potência elétrica de cada planta foi considerada 50 MWe. O número de horas por dia de irradiação e de ventos com potencial para geração de potência elétrica foi assumido igual à 8h e 12hs, respectivamente, sendo que o restante das horas foi considerado ser atendida pelo sistema de armazenamento de energia (TES) da planta (CSP – PTC). No sistema (ST + TES + FV + EO) as plantas (FV) e (EO) se complementariam tendo cada uma potência elétrica de 50MWe. No cálculo do custo anualizado de produção de hidrogênio (LCOH) foram considerados o custo total do sistema, o fator de recuperação de capital calculado para uma taxa anual de desconto de 10%, um período de 20 anos, e uma taxa anual de O & M de 6%. O consumo de água demandado pelo eletrolisador (PEM) foi assumido igual à 1 litro de H₂O / Nm³ H₂ (Braga, 2015), valor este compatível com a demanda mínima de água requerida pelo processo de eletrólise igual à de 0,68 litros de H₂O/Nm³ H₂, equivalente à 9 kg H₂O por kgH₂. As produções diárias de água doce oriundas das plantas de dessalinização se igualaram às demandas de água doce requeridas pelas plantas de hidrogênio verde, não havendo excesso de água doce, sendo os valores apresentados na Tab. 3.

Tab.3 – Produção diária de água da planta de dessalinização, demanda de água do eletrolisador e produção de H₂.

| Nº | DESCRIÇÃO DO SISTEMA | Produção de H ₂ O | Produção de H ₂ |
|----|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| | | Ton/dia | Ton/dia |
| 1 | MED + CSP + TES | 548 | 41 |
| 2 | RO + CSP + TES | 548 | 41 |
| 3 | RO + FV | 183 | 14 |
| 4 | RO + EO | 274 | 21 |
| 5 | RO + 50% FV + 50% CSP + TES | 274 | 21 |
| 6 | RO + 50% EO + 50% CSP + TES | 274 | 21 |
| 7 | MED + PTC + TES + 50% FV + 50% EO | 229 | 17 |
| 8 | RO + 50% FV + 50% EO | 229 | 17 |

Observa-se da Tab. 3 o seguinte: (i) os sistemas 1 e 2 apresentam as maiores produções de (H_{2,verde}), pois possuem armazenamento de energia térmica operando 24hs/dia; (ii) a produção de água doce do sistema 3 (FV) com potência de 100 MWe é a menor de todas, pois a planta (FV) não possui armazenamento de energia e opera apenas 8hs/dia; (iii) as produções de (H_{2,verde}) dos sistemas 4, 5 e 6 são iguais. O sistema 4 apresenta produção de (H_{2,verde}) maior que a do sistema 3, pois opera 12 hs por dia, sendo a potência da planta (EO) igual a 100 MWe; (iv) os sistemas 5 e 6 apresentam a mesma produção de (H_{2,verde}) do sistema 4, pois as duas plantas de 50 MWe se complementam operando cada uma 12 hs/dia; (v) os sistemas 7 e 8 apresentam a mesma produção de hidrogênio, pois os períodos de operação das plantas (FV) e (EO) se complementam ao longo do dia. A potência elétrica equivalente elétrica - térmica demandada pela planta (MED) do sistema 7 é apenas 250 kWe, sendo desprezível quando comparada à potência total de 100MWe das plantas (FV) e (EO).

Os custos dos investimentos, incluindo o “CAPEX” (Capital Expenditure) e o “OPEX” (Operational Expenditure) das plantas de dessalinização, plantas de produção de hidrogênio e plantas de energias renováveis dos oito tipos de sistemas com seus respectivos percentuais, e os Custos Nivelizados do Hidrogênio” (LCOH) são apresentados na Tab. 4.

Tab.4 – Custos das plantas de dessalinização, de produção de H₂ e das plantas de geração de potência elétrica e térmica.

| Nº | DESCRIÇÃO DO SISTEMA | Dessalinização | Hidrogênio | Renovável | Total | LCOH US\$/kg |
|----|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------|
| | | 10 ⁶ US\$ % | 10 ⁶ US\$ % | 10 ⁶ US\$ % | 10 ⁶ US\$ % | |
| 1 | MED + CSP + TES | 2.22 | 183.50 | 500.23 | 685.95 | 8.06 |
| | | 0.32 | 26.75 | 72.92 | 100.00 | |
| 2 | RO + CSP + TES | 2.06 | 183.50 | 500.00 | 685.56 | 8.06 |
| | | 0.30 | 26.77 | 72.93 | 100.00 | |
| 3 | RO + FV | 0.69 | 183.50 | 88.30 | 272.49 | 9.60 |
| | | 0.25 | 67.34 | 32.41 | 100.00 | |
| 4 | RO + EO | 1.03 | 183.50 | 135.50 | 320.03 | 7.52 |
| | | 0.32 | 57.34 | 42.34 | 100.00 | |
| 5 | RO + 50% FV + 50% CSP + TES | 1.03 | 91.75 | 294.15 | 386.93 | 9.09 |
| | | 0.27 | 23.71 | 76.02 | 100.00 | |
| 6 | RO + 50% EO + 50% CSP + TES | 1.03 | 91.75 | 317.75 | 410.53 | 9.65 |
| | | 0.25 | 22.35 | 77.40 | 100.00 | |
| 7 | MED + PTC + TES + 50% FV + 50% EO | 0.93 | 91.75 | 113.15 | 205.82 | 5.80 |
| | | 0.45 | 44.58 | 54.97 | 100.00 | |
| 8 | RO + 50% FV + 50% EO | 0.86 | 91.75 | 111.90 | 204.51 | 5.77 |
| | | 0.42 | 44.86 | 54.72 | 100.00 | |

Os resultados da Tab. 4 mostram o seguinte: (i) os custos das plantas de dessalinização representam menos de 1% do custo total dos sistemas; (ii) os sistemas 1 e 2 utilizam (CSP) e (TES), operando 24 horas por dia possibilitando uma produção diária contínua de hidrogênio, entretanto, estes sistemas apresentam os custos mais elevados; (iii) os sistemas 3 e 4 operam 8 e 12 h/dia, respectivamente, apresentando custos de investimentos menores, com o LCOH do sistema 4 sendo inferior ao do sistema 3. Estes sistemas têm a desvantagem de produzirem hidrogênio apenas durante certo período do dia; (iv) os sistemas 5 e 6 operam com duas plantas (FV + CSP / TES) e (EO + CSP / TES). As duas plantas se complementam ao longo do dia, entretanto, não se pode garantir uma produção diária contínua de hidrogênio, além destes sistemas apresentarem valores elevados de (LCOH); (v) o sistema 7 possui duas plantas (FV) e (EO) que se complementam para produção de hidrogênio ao longo do dia e têm ainda um campo solar do tipo (PTC / TES) responsável por gerar a energia térmica requerida pela planta de dessalinização do tipo (MED). Este sistema embora apresente tanto o (LCOH) como o custo total (i.e., investimento total) atrativos, não pode garantir uma produção diária contínua de hidrogênio; (vi) o sistema 8 apresenta o menor investimento e utiliza plantas (FV) e (EO) que se complementam ao longo do dia, embora não se possa garantir uma produção diária contínua de hidrogênio. Os sistemas 7 e 8 apresentam custos de investimento e LCOH bastante próximos.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe diferentes sistemas para serem utilizados objetivando a geração de H_{2,verde} de exportação com a utilização de água dessalinizada produzida da água do mar, em vez da utilização de água doce oriunda de rios e subterrânea de forma a preservar essa água doce para consumo, agricultura, hidroeletricidade, além de mitigar a crise hídrica para geração de energia elétrica via hidroeletricidade. Observa-se que o custo de investimento em plantas de dessalinização representa menos de 1% do custo total dos sistemas de produção de hidrogênio verde. A inserção de plantas (CSP - TES) indica ser uma opção interessante, pois possibilitaria uma geração diária contínua e despachável tanto de energia elétrica como de hidrogênio verde. Neste trabalho foram apresentados resultados de análises preliminares de viabilidade técnica e econômica de oito sistemas com potência de 100MWe. Os sistemas utilizando plantas (CSP com TES), apesar de apresentarem custos iniciais mais elevados, possuem valores de LCOH compatíveis com o dos demais sistemas e, portanto, poderiam ser boas opções de serem estudados com mais profundidade.

REFERÊNCIAS

- Al-Karaghoulí A., Kazmerski L. L. 2013. Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24, pp. 343-356.
- Alkaisi, A., Mossad R., Sharifian-Barforoush A. 2017. A review of the water desalination systems integrated with renewable energy. *Energy Procedia* 110 (2017), pp. 268 – 274. 1st International Conference on Energy and Power, ICEP2016, 14-16 December 2016, RMIT University, Melbourne, Australia.
- Bloomberg NEF, 2020. Hydrogen Economy Outlook. Disponível em [BNEF Long Form Template \(Grid\) \(bloomberglp.com\)](https://www.bloomberglp.com)
- Braga G. G. A. 2015. Aspectos Técnicos e econômicos e de sustentabilidade da produção de hidrogênio renovável. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, UEP, Guaratinguetá.
- Da Silva, E.P., Neto M. A. J, Ferreira P. F. P, Camargo, J.C., Apolinário F. R., Pinto C. S., 2005. Analysis of Hydrogen from Combined Photovoltaics, Wind Energy, and Secondary Hydroelectricity Supply in Brazil, *Solar Energy*, vol.78, pp. 670-677.
- Domenech. R. A., Santiago O., Leo T. J. 2020. Multicriteria analysis of seawater electrolysis for green hydrogen production at sea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133 - 110166.
- Ibraim. J. M., Moussab H. 2020. Recent advances on hydrogen production through seawater electrolysis. *Material Sciences for Energy Technologies*, pp. 780-807.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. 2018. Hydrogen from Renewable Energy Power – Technology Outlook for the Energy Transition. Disponível em www.irena.org.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. 2020. Disponível em www.irena.org.
- Miller, J. E., Sandia National Laboratories, SAND REPORT 2003-800, 2003. Review of Water Resources and Desalination Technologies. California, USA. *Renewable Power Generation - Costs in 2020*.
- Peters, T. Pintó Domenèc. 2008. Seawater Intake and pre-treatment/brine discharge – environmental issues. *Desalination* 221, pp. 576-584.
- Thyssenckupp Uhde Chlorine Engineers. 2021. Large-scale- water electrolysis for green hydrogen production. Disponível em [210622-gH2-product-brochure.pdf \(thyssenkrupp.com\)](https://www.thyssenkrupp.com)

POSSIBILITIES FOR THE USE OF HELIOTHERMIC PLANTS FOR GENERATION OF GREEN HYDROGEN VIA DESALINIZED WATER

Abstract. *Fresh water has become a precious input due to its scarcity mainly due to climatic effects that affect the water cycle. With the forecast of an increase in population and an increase in the demand for fresh water for consumption, agriculture, and industry, it is necessary to investigate opportunities for the generation of this input. Brazil, although considered a source of fresh water, has been going through a water crisis, with water shortages to supply agriculture and hydroelectricity generation. A current global trend is the production of green hydrogen for export via freshwater electrolysis, which is preferably extracted from regions that have an abundance of renewable energy, to contribute to the mitigation of emissions and global warming. This article presents the results of preliminary analyzes of the technical and economic feasibility of eight systems to produce green hydrogen for export, from desalinated sea water, aiming to preserve fresh water for other nobler purposes. All the systems analyzed use electric and (or) thermal energy generation plants from solar and wind energy, with emphasis being given to the heliothermic energy concentration systems, consisting of a parabolic trough-type plant coupled to a thermal energy storage system. It is observed that heliothermic systems, generators of electrical and thermal energy, require higher investment costs, however, they have hydrogen production costs compatible with those of other systems. Additionally, heliothermic systems provide uniform, dispatchable daily hydrogen production. It is also verified that desalination plants have a negligible investment cost compared to the investment cost of power and hydrogen generation plants. It is concluded that green hydrogen generation systems via desalinated water, coupled with renewable energy plants can be viable mainly in regions close to the coast of the country.*

Key words: *Desalination, Hydrogen, Heliothermic*