



FASCÍCULO HIDROGÊNIO VERDE

*Por Constantino Frate Junior.

Capítulo V

OS DESAFIOS E AS SOLUÇÕES PARA A LOGÍSTICA DO HIDROGÊNIO VERDE

Os custos de transporte e armazenamento desempenharão um papel significativo na competitividade do hidrogênio

44

Se o hidrogênio puder ser usado perto de onde é produzido, esses custos poderão ser próximos de zero. No entanto, se o hidrogênio tiver que percorrer um longo caminho antes de ser usado, os custos serão altos.

O bom funcionamento das cadeias de valor do hidrogênio, em larga escala e intercontinentais, dependerá da capacidade e funcionalidade de armazenamento adequadas. Várias opções de armazenamento estão disponíveis atualmente, mas serão necessárias mais pesquisas para avaliar qual armazenamento provavelmente será viável em termos de volume, preço e velocidade de descarga.

A solução mais adequada deverá levar em conta sua baixa densidade de energia. A compressão, liquefação ou a incorporação do hidrogênio em moléculas maiores, são opções possíveis.

A mistura de hidrogênio nas redes de gás natural existentes daria um impulso no fornecimento de hidrogênio, sem incorrer nos custos de investimento e nos riscos de desenvolvimento de nova infraestrutura. Novas regulamentações nacionais que criem limites para as concentrações permitidas de hidrogênio no gás natural, ajudariam a facilitar essa mistura.

As opções de transporte do hidrogênio para o exterior só podem ocorrer com o produto nos formatos liquefeito, como amônia ou em transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHCs). Os custos de conversão, antes da exportação e de reconversão de volta ao hidrogênio para utilização, são significativos. É provável que os dutos sejam a opção de longo prazo mais econômica para a distribuição local de hidrogênio, se houver uma demanda suficientemente grande,

sustentada e localizada. No entanto, a distribuição atual, geralmente, depende de caminhões, e é provável que esse, continue sendo o principal mecanismo de distribuição na próxima década.

Há várias regiões em que a importação de hidrogênio pode ser mais barata do que a produção local. A utilização final da amônia, diretamente no final, aumentaria ainda mais a competitividade das importações. No entanto, mesmo a importação não sendo a opção mais barata, alguns importadores de energia podem considerar importar, para aumentar a segurança energética.

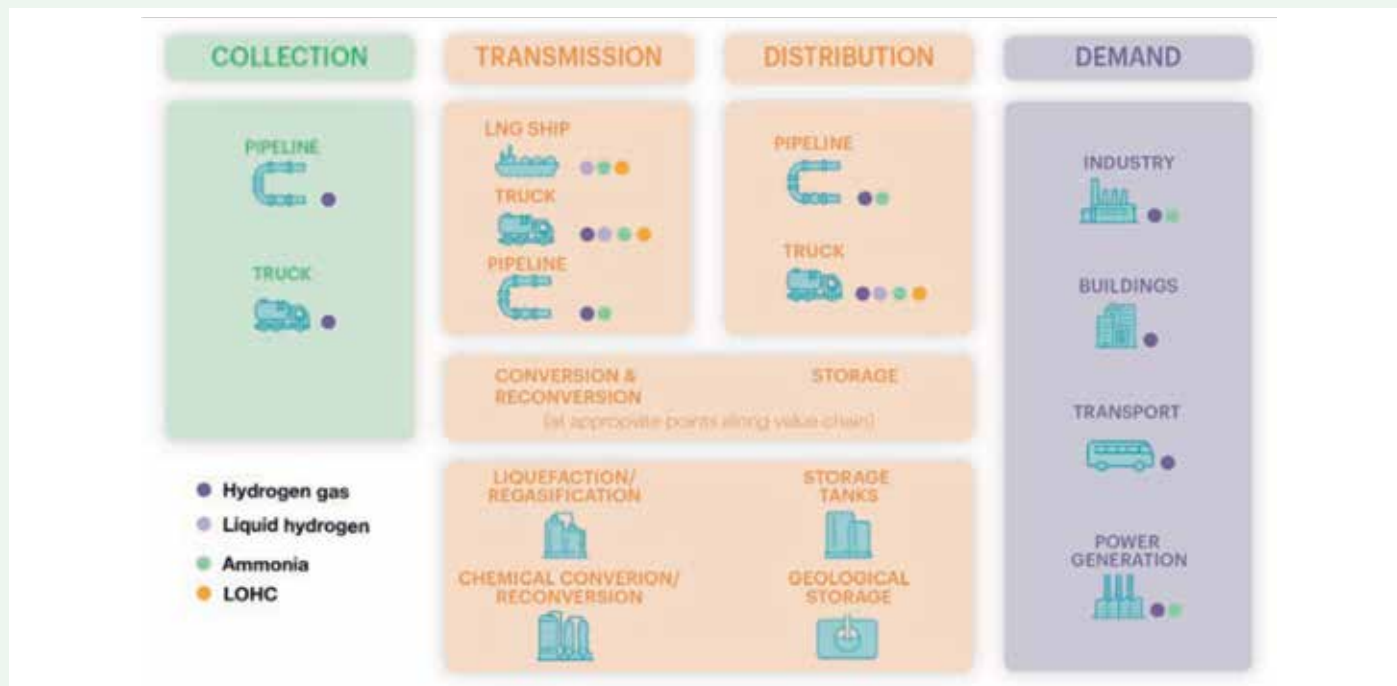
O hidrogênio desempenhará um papel significativo porque ele pode ser usado para armazenar energia em grandes quantidades, por longos períodos, e para transportá-la, por longas distâncias.

A competitividade das opções dependerá da distância em que é transportado, da escala e do uso final. O transporte de longa distância permitiria a exportar o hidrogênio de regiões de produção de baixo custo para outras, de alto custo. Para os países dependentes de importação de energia, melhoraria a diversidade de fontes de energia e aumentaria a segurança energética.

Neste artigo serão abordadas as possíveis opções de armazenamento e os transportadores de hidrogênio, tais como o uso das redes de gás natural para transportar e distribuir o hidrogênio, além das opções de entrega e as relativas ao armazenamento, transmissão e distribuição.

Existe ainda alto grau de incerteza em relação a essas questões, incluindo aquelas relacionadas aos futuros desenvolvimentos tecnológicos.

Dependendo do contexto e do tipo de transportador de hidrogênio, os vários componentes ilustrados na figura abaixo podem ser combinados em cadeias de valor, para a transmissão e distribuição de hidrogênio, levando a custos específicos do local.



ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO

Hoje o hidrogênio é mais comumente armazenado como gás ou líquido, em tanques para as aplicações móveis e estacionárias de pequena escala.

A operação em larga escala e intercontinental exigirá uma variedade muito maior de opções de armazenamento. Em um terminal de exportação, o armazenamento pode ser necessário, por um curto período, antes do embarque. Horas de armazenamento serão necessárias em estações de abastecimento de veículos, enquanto dias e semanas de armazenamento equilibrariam possíveis incompatibilidades entre a oferta e a demanda de hidrogênio.

Opções de armazenamento em maior volume e de prazo mais longo, serão necessárias se o hidrogênio for usado para compensar sazonalidades no fornecimento de eletricidade, ou para resiliência do sistema. O meio de armazenamento mais adequado dependerá do volume a ser armazenado, da duração do armazenamento, da velocidade de descarga e da disponibilidade das diferentes opções. Em geral, o armazenamento geológico pode ser uma excelente opção para armazenamento em larga escala e de longo prazo, enquanto os tanques são mais adequados para o armazenamento de curto prazo e em pequena escala.

ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO

Cavernas de sal, reservatórios de gás natural ou petróleo esgotados e aquíferos, são opções possíveis para o armazenamento de hidrogênio em larga escala e a longo prazo [HyUnder, 2014; Kruck et al., 2013]. Atualmente, eles são usados para armazenamento de gás natural e proporcionam economias significativas, alta eficiência e baixos custos operacionais.

Os reservatórios de petróleo e gás esgotados geralmente são maiores do que as cavernas de sal, mas também são mais permeáveis e possuem contaminantes que teriam que ser removidos antes que o hidrogênio pudesse ser usado em células de combustível. Dentre as três opções, os aquíferos de água são a modalidade menos explorada de armazenamento geológico e há evidências mistas sobre sua adequação, ainda que tenham sido usados, anteriormente, por anos, para armazenar gás de cidade com 50-60% de hidrogênio.

Embora o armazenamento geológico ofereça uma perspectiva para o armazenamento de longo prazo e em larga escala, a distribuição geográfica, as suas grandes dimensões e os requisitos de pressão mínima dos locais, os tornam muito menos adequados para o armazenamento de curto prazo e em menor escala. Para essa aplicação, o tanque melhor se qualifica.

TANQUES DE ARMAZENAMENTO

Os tanques que armazenam hidrogênio comprimido ou liquefeito, têm taxas de descarga e eficiências de cerca de 99%, o que os torna apropriados para aplicações de menor escala em que um estoque local de combustível ou matéria-prima precisa estar prontamente disponível.

O hidrogênio comprimido tem apenas 15% da densidade de energia da gasolina, portanto, o armazenamento da quantidade equivalente de energia em uma estação de reabastecimento de veículos, exigiria quase sete vezes mais espaço. A amônia tem uma densidade de energia maior e, portanto, reduziria a necessidade de tanques tão grandes, mas essas vantagens devem ser ponderadas em relação às perdas de energia e ao equipamento para conversão e reconversão, quando o veículo for abastecido.



O armazenamento de hidrogênio em materiais de estado sólido, como hidretos metálicos e químicos, está em um estágio inicial de desenvolvimento, mas pode permitir que densidades ainda maiores de hidrogênio sejam armazenadas à pressão atmosférica.

Transmissão e distribuição de hidrogênio

A baixa densidade de energia do hidrogênio significa que pode ser muito caro transportá-lo por longas distâncias. Há várias opções possíveis para superar esse obstáculo, incluindo a compressão, a liquefação ou a incorporação do hidrogênio em moléculas maiores, que podem ser transportadas mais prontamente como líquidos. Em muitos países, existe uma extensa rede de gasodutos de gás natural que poderia ser usada para transportar e distribuir o hidrogênio. Uma nova infraestrutura também poderia ser desenvolvida, com redes dedicadas de dutos e embarcações, permitindo, potencialmente, o transporte de hidrogênio em larga escala no exterior. A escolha mais econômica variará de acordo com a geografia, distância, escala e o uso final necessário do hidrogênio.

MISTURA DE HIDROGÊNIO EM REDES DE GÁS NATURAL EXISTENTES

46

O desenvolvimento de uma nova cadeia do hidrogênio dependerá de uma bem-sucedida conexão da infraestrutura de produção, transmissão, distribuição, armazenamento e uso final. Isso exigirá um investimento coordenado de muitos participantes diferentes do mercado, que poderia ser um desafio para sua implementação. A utilização da infraestrutura de gás natural existente evitaria novos custos de capital no desenvolvimento de uma nova infraestrutura de transmissão e distribuição. Além disso, se a mistura for realizada em níveis baixos, o hidrogênio pode ser usado como combustível.

Aqui, será necessária adaptação das regulamentações nacionais existentes sobre o hidrogênio ao gás natural e nas regulamentações entre fronteiras.

Se parte da infraestrutura de quase 3 milhões de quilômetros (km) de gasodutos pudesse ser usada para transportar e usar o hidrogênio, isso poderia dar um grande impulso ao desenvolvimento dessa indústria. Por exemplo, uma mistura de 3% de hidrogênio na demanda global de gás natural (cerca de 3.900 bcm em 2018) exigiria cerca de 12 MtH₂.

A mistura de hidrogênio enfrenta uma série de desafios uma vez que a densidade de energia do hidrogênio é cerca de um terço da do gás natural e, portanto, uma mistura reduz o conteúdo energético do gás fornecido. Os usuários finais precisariam usar volumes maiores de gás para atender a uma determinada necessidade de energia. Da mesma forma, os setores industriais que dependem do carbono contido no gás natural (por exemplo, para o tratamento de metais) teriam de usar volumes maiores de gás.

Essa variação no volume de hidrogênio, misturado ao fluxo de gás natural, teria impacto na operação de equipamentos já projetados para gás natural e, possivelmente, na qualidade do produto de alguns processos industriais, portanto precisaria ser avaliado caso a caso. A harmonização dos limites de mistura entre as fronteiras é um passo crucial para apoiar a implantação.

As tubulações de polietileno já existentes podem suportar até 100% de hidrogênio. Entretanto, há outros elos da cadeia de valor do gás natural que não toleram altos níveis de hidrogênio misturado. A maior restrição reside no setor industrial, onde muitas aplicações não foram avaliadas em detalhes para a mistura de hidrogênio.

O método de controle de quanto hidrogênio foi injetado na rede e sua intensidade de carbono, chamado de "garantia de origem" – é essencial para o bom funcionamento desse mercado. Além das questões relacionadas à rede, as políticas para promover níveis mais altos de mistura, precisam incorporar estratégias de substituição de equipamentos nas diversas aplicações.

NOVA INFRAESTRUTURA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE HIDROGÊNIO

Várias novas opções podem ser desenvolvidas para transportar o hidrogênio do seu ponto de produção até os usuários finais. Assim como o gás natural, o hidrogênio puro pode ser liquefeito antes de ser transportado para aumentar sua densidade. No entanto, a liquefação exige que o hidrogênio seja resfriado a 253°C negativos; se o próprio hidrogênio fosse usado para fornecer essa energia, esse processo consumiria cerca de 25% a 35% da quantidade inicial de hidrogênio (com base nas tecnologias atuais) (Ohlig e Decker, 2014). Isso é consideravelmente mais energia do que a necessária para liquefação do gás natural, que consome cerca de 10% da quantidade inicial de gás natural.

Uma alternativa é incorporar o hidrogênio em moléculas maiores, que podem ser facilmente transportadas como líquidos. As opções incluem amônia e LOHCs, que são muito mais fáceis de transportar do que o hidrogênio, mas geralmente não podem ser usados como produtos finais. Isso implica em energia e custos adicionais, que devem ser equilibrados com os custos de transporte mais baixos.

A transmissão de hidrogênio como gás por tubulação é geralmente a opção mais barata se o hidrogênio precisar ser transportado para distâncias inferiores a cerca de 1.500 km.

Para distâncias maiores, o transporte como amônia ou LOHC pode ser uma opção mais econômica, especialmente se o hidrogênio precisar ser transportado para o exterior.

VANTAGENS E DESVANTAGENS DA AMÔNIA E DAS LOHCs

A conversão de hidrogênio em amônia consome entre 7% e 18% da energia contida no hidrogênio, dependendo do tamanho e da localização do sistema (Aakko-Saksaa et al., 2018; Hansen, 2017; Bartels, 2008). Um nível semelhante de energia é perdido se a amônia precisar ser reconvertida novamente em hidrogênio de alta pureza em seu destino (Brown, 2017; Giddey, 2017).

No entanto, a amônia se liquefaz a -33°C, uma temperatura muito mais alta do que a do hidrogênio, e contém 1,7 vezes mais hidrogênio por metro cúbico do que o hidrogênio liquefeito, o que significa que é muito mais barato de transportar do que o hidrogênio. Embora a amônia já tenha uma rede internacional de transmissão e distribuição bem estabelecida, ela é um produto químico tóxico e isso pode limitar seu

ELETRO
transol
TECNOLOGIA

DISTRIBUINDO QUALIDADE

Eleto Transol a 37 anos no mercado, presente em 5 Estados e com a parceria dos maiores fornecedores do Brasil e do Mundo. Com um estoque completo de mais de 40.000 itens entre **Materiais Elétricos, Automação Industrial, Tecnologia, Energia Solar, Infraestrutura, Ferramentas, EPIs e muito mais.**

Uma equipe dedicada com mais de 390 Colaboradores especializados e sempre buscando ser uma referência em qualidade de produtos e serviços, prezando o melhor atendimento aos nossos clientes e fornecedores.

📍 **Av. Doutor Freitas, N° 101**
Belém/PA - ☎ 91 3204 7700

• ELÉTRICA • CONSTRUÇÃO • TECNOLOGIA • INDUSTRIAL • HIDRÁULICA • SERVIÇOS





uso em alguns setores de uso final. Há também o risco de que parte da amônia não queimada possa escapar, o que pode levar à formação de material particulado (um poluente atmosférico) e à acidificação.

A produção de um LOHC envolve "carregar" uma molécula "transportadora" com hidrogênio, transportá-la e depois extrair novamente o hidrogênio puro em seu destino. As LOHCs têm como sua principal vantagem poderem ser transportadas como líquidos, sem a necessidade de resfriamento e a pressão atmosférica. Entretanto, assim como no caso da amônia, há custos associados aos processos de conversão e reconversão. Além disso, as moléculas transportadoras no LOHC geralmente são caras e somente podem ser utilizadas em um número limitado de ciclos no processo.

TRANSMISSÃO DE LONGA DISTÂNCIA

O transporte de energia por longas distâncias é mais fácil quando a energia é um combustível químico em vez de eletricidade. Os combustíveis químicos tendem a ter altas densidades de energia, não sofrem perdas durante o transporte, beneficiam-se de economias de escala e permitem o comércio ou a transmissão, ponto a ponto, em redes de grande porte. A maior parte do gás natural e do petróleo é transportada ao redor do mundo em dutos e navios de grande escala, e essas duas opções, também podem ser usadas para o hidrogênio e os transportadores de hidrogênio.

DUTOS

Os dutos têm baixos custos operacionais e vida útil entre 40 e 80 anos. Suas duas principais desvantagens são os altos custos de capital envolvidos e a necessidade de adquirir direitos de passagem. Isso significa que a certeza da demanda futura de hidrogênio e o apoio do governo são essenciais para que novos gasodutos sejam construídos. Os dutos de transmissão de gás natural de alta pressão existentes poderiam ser convertidos para fornecer hidrogênio puro no futuro se não forem mais usados para gás natural, mas sua adequação deve ser avaliada caso a caso e dependerá do tipo de aço usado na tubulação e da pureza do hidrogênio.

A amônia é frequentemente transportada por dutos, e novos dutos para amônia, seriam mais baratos do que novos dutos para hidrogênio puro.

Os LOHCs são semelhantes ao petróleo bruto e ao diesel e, portanto, poderiam usar os oleodutos existentes. No entanto, a necessidade de transferir o transportador de hidrogênio de volta ao seu local de origem, para ser recarregado com hidrogênio, por caminhão ou por um oleoduto paralelo, operando na direção oposta, torna o processo complicado e caro.

TRANSPORTE MARÍTIMO

A possibilidade de exportação e importação de hidrogênio tem resultado em um interesse significativo no uso de navios neste comércio. Atualmente, não há navios que possam transportar hidrogênio puro. Esses navios seriam, em linhas gerais, semelhantes aos navios de GNL e exigiriam que o hidrogênio fosse liquefeito antes do transporte. Embora tanto os navios quanto o processo de liquefação impliquem em custos significativos, vários projetos estão procurando

ativamente desenvolver navios adequados. A expectativa é que esses navios sejam alimentados por hidrogênio, que se desprende durante a viagem. A menos que um líquido de alto valor possa ser transportado na direção oposta no mesmo navio, os navios precisariam retornar vazios.

Entre os transportadores de hidrogênio, o mais desenvolvido em termos de transmissão intercontinental é a amônia, que depende de navios-tanque de gás liquefeito de petróleo (GLP) químico e semirrefrigerado.

Os LOHCs seriam a forma mais fácil de transportar o hidrogênio por navio, porque os navios-tanque de derivados de petróleo poderiam ser usados, no entanto, o custo de conversão e reconversão deve ser considerado. Os navios também precisariam retornar com o transportador original, aumentando a complexidade das rotas de suprimento.

Quando o hidrogênio chega ao terminal de importação ou ao centro de transmissão, a distribuição local é necessária para entregá-lo aos usuários finais. Assim como na transmissão, as melhores opções para fazer isso para o hidrogênio, amônia e LOHCs, dependerão do volume, da distância e das necessidades do usuário final.

CAMINHÕES

Atualmente, a distribuição de hidrogênio depende, principalmente, de caminhões com reboque de gás comprimido para distâncias inferiores a 300 km. Em vez disso, os caminhões-tanque de hidrogênio líquido costumam ser usados quando há demanda confiável e os custos de liquefação podem ser compensados pelos custos unitários mais baixos do transporte de hidrogênio.

Em ambos os casos, o hidrogênio é distribuído em tubos, que são carregados em reboques. Os caminhões podem ser usados para distribuir amônia ou LOHCs de maneira muito semelhante.

TUBULAÇÕES

Muitas tubulações modernas de distribuição de gás de baixa pressão são feitas de polietileno ou polímero reforçado com fibra e, em geral, seriam adequadas para o transporte de hidrogênio com algumas pequenas atualizações.

Novos dutos dedicados à distribuição de hidrogênio representariam um custo de capital mais significativo. A distribuição de amônia por tubulação em longas distâncias seria menos dispendiosa, mas provavelmente só será atraente se houver uma grande demanda por amônia, dados os custos de conversão da amônia em hidrogênio, antes do uso.

Da mesma forma que a transmissão, a distribuição de LOHCs por tubulação provavelmente será de alto custo, dada a necessidade de retornar as moléculas transportadoras ao seu local de origem, no final do processo.

CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

Embora os caminhões que transportam gás hidrogênio distribuam a maior parte do hidrogênio atualmente, essa é uma opção de custo relativamente alto.

À medida que a distância de distribuição aumenta, os dutos se tornam cada vez mais competitivos em termos de custo em relação aos caminhões. Uma consideração fundamental para a distribuição é a quantidade de hidrogênio necessário para o usuário final. Se forem necessários grandes volumes, podem ser usados tubos maiores, o que reduz o custo da entrega.

Os custos também dependem muito do uso final necessário do hidrogênio. Se o hidrogênio puro for necessário, o custo adicional de extrair o hidrogênio da amônia ou de um LOHC, deve ser considerado.

CUSTO TOTAL DE FORNECIMENTO E ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO

O custo total da entrega do hidrogênio aos usuários finais deve levar em conta todos os estágios possíveis da cadeia de suprimentos. Os diferentes transportadores de hidrogênio e modos de transporte têm custos de conversão, transmissão, distribuição, armazenamento e reconversão muito diferentes.

Embora uma opção possa ser mais barata para uma parte específica da cadeia de valor, isso pode ser compensado por custos mais altos em outras partes da cadeia. As várias tecnologias envolvidas também estão em diferentes graus de maturidade e, portanto, têm potenciais de redução de custos futuros muito diferentes. Pode haver espaço para sinergias entre os requisitos de energia, calor e armazenamento.

Estudos indicam que, no futuro, pode ser mais barato importar hidrogênio do que produzi-lo internamente. Nesse quesito, pelo fato de o Brasil, em especial o Nordeste, possuir um elevadíssimo potencial de geração de energias renováveis, o país pode ser uma das mais econômicas globais para fontes de suprimento de hidrogênio.

FONTES BIBLIOGRÁFICAS

Aakko-Saksaa, P. T. et al. (2018), "Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy – Review and discussion", *Journal of Power Sources*, Vol. 396, pp. 803–23, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>.

Abbott, D. J., J. P. Bowers and S. R. James, "The impact of natural gas composition variations on the operation of gas turbines for power generation", *The Future of Gas Turbine Technology 6th International Conference*, 17–18 October 2012, Brussels, Belgium, https://gasgov-mst-files.s3.euwest-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/Impact%20of%20Natural%20Gas%20Composition%20-%20Paper_0.pdf [accessed 5 April 2019].

Altfeld, K. and D. Pinchbeck (2013), "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems", *Gas Energy*, www.gas-for-energy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-naturalgas-systems-1/.

Bartels, J.R. (2008), "A feasibility study of implementing an Ammonia Economy", Iowa State University, <https://lib.dr.iastate.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2119&context=etd>.

Brown, T. (2017), "Round-trip efficiency of ammonia as a renewable energy transportation media", *Ammonia Energy*, www.ammoniaenergy.org/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewableenergy-transportation-media/.

Bünger, U. et al., (2014). "Power-to-Gas (PtG) in transport: Status quo and perspectives for development", *Report to the Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), Germany*. CCC [Committee on Climate Change]

(2018), "Analysis of alternative UK heat decarbonisation pathways (Imperial), Supporting data", www.theccc.org.uk/publication/analysis-of-alternative-uk-heatdecarbonisation-pathways/.

CCC [Committee on Climate Change] (2018), "Analysis of alternative UK heat decarbonisation pathways (Imperial), Supporting data", www.theccc.org.uk/publication/analysis-of-alternative-uk-heatdecarbonisation-pathways/.

Dolci, F., et al. (2019), "Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot", *International Journal of Hydrogen*, doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.045.

DNV GL (2017), "Verkenning Waterstofinfrastructuur"(Reconnaissance hydrogen infrastructure), OGNL. 151886, Rev. 2, www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf

Eurogas (2018), "Eurogas discussion paper for the gas package (2020)", Position Paper No. 18PP309, <https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/10/18PP309-Eurogas-discussion-paper-for-2020-gas-package-October-2018.pdf> [accessed 5 April 2019].

Giddey, S. et al. (2017), "Ammonia as a renewable energy transportation media", *ACS Sust. Chem. Eng.*, Vol. 5, Issue 11, pp. 10231–39, doi: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.

Haeseldonckx, D. and W. D'haeseleer (2007), "The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 32, Issues 10–11, pp. 1381–6.

IAE (Institute of Applied Energy) (2019), "Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems, Final Report 2016", Japan, updated in 2019. Also presented in: Y. Mizuno et al., "Economic analysis on International Hydrogen Energy Carrier Supply Chains", *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, Vol. 38, No.3. pp. 11. www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/38/3/38_11/_article/-char/en

Lord, A.S., P. H. Kobos and D. J. Borns (2014), "Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 39, Issue 28, pp. 15570–82.

Melaina, M., O. Antonia, and M. Penev (2013), "Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues", *National Renewable Energy Laboratory (TP-5600-51995)*, <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>.

Speirs, J. et al. (2017), *A Greener Gas Grid: What are the Options? Sustainable Gas Institute*, Imperial College London, www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/12/SGL-A-greengas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1 [accessed 5 April 2019].

Weidner, E. et al. (2016), "Sector Forum Energy Management/Working Group Hydrogen Final Report", *Joint Research Centre (JRC)*.

Wulf, C. and P. Zapp (2018), "Assessment of system variations for hydrogen transport by liquid organic hydrogen carriers", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, pp. 11884–95, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.198>.

***Constantino Frate Junior é Engenheiro Mecânico pela Universidade Federal do Ceará, com especializações em Projetos de Equipamentos na Petrobras/COPPE, em Engenharia da Qualidade pela American Society for Quality Control (EUA) e Master em Gestão Estratégica de Negócios pela Universidade de São Paulo (USP). Atualmente é Coordenador do Núcleo de Energia da Federação das Indústrias do Ceará.