

Viabilidade da Inserção do Hidrogênio como Sistema de Armazenamento Energético em uma Microrrede

Isnel U. Diaz*. Roberto C. Lotero**
Ricardo J. Ferracin***

* *Universidade Estadual do Oeste de Paraná, Bolsista da Fundação Parque Tecnológico Itaipu – Fundação PTI-BR, Foz do Iguaçu, BR (e-mail: isnel.diaz@unioeste.br).*

** *Universidade Estadual do Oeste de Paraná, Foz do Iguaçu, BR (e-mail: roberto.lotero@gmail.com)*

*** *Fundação Parque Tecnológico Itaipu– Fundação PTI-BR, Foz do Iguaçu, BR, (e-mail: ricardo.jose@pti.org.br)*

Abstract: Hydrogen is an energy vector that has been studied as a storage system in microgrids with high penetration of renewable sources, and thus mitigate the effects of intermittency of these sources. One of the aspects little treated in the literature is the optimal selection and operation of Distributed Energy Resources (DER) in a microgrid having hydrogen as a storage system. Thus, in the present work an optimization model is presented that allows assessing the feasibility of hydrogen insertion as a storage system in a microgrid, taking into account technical, economic and environmental aspects. The problem was formulated in order to obtain a mixed-integer linear programming model, which was implemented in GAMS, using as input data load profiles of real installations and parameters of commercially available technologies. The results show that high investment costs in hydrogen production, storage and conversion technologies made its insertion unfeasible in a microgrid, particularly when compared to another technologies, however, when analyzed the impacts of emissions costs, the greater renewable generation penetration, and the reduction of hydrogen production and storage technologies costs with the increase in the production scale, it appears as a good alternative.

Resumo: O hidrogênio é um vetor energético que vem sendo estudado como sistema de armazenamento em microrredes com alta penetração de fontes renováveis, e assim mitigar os efeitos da intermitência destas fontes. Um dos aspectos pouco tratados na literatura é a seleção e operação ótima de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) em uma microrrede tendo como sistema de armazenamento o hidrogênio. Assim, no presente trabalho é apresentado um modelo de otimização que permite avaliar a viabilidade da inserção do hidrogênio como sistema de armazenamento em uma microrrede, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e ambientais. O problema foi formulado de forma a obter um modelo de programação linear inteira-mista, o qual foi implementado em GAMS, usando como dados de entrada curvas de demanda de instalações reais e parâmetros de tecnologias disponíveis comercialmente. Os resultados mostram que os altos custos de investimento nas tecnologias de obtenção, armazenamento e conversão do hidrogênio inviabilizam a sua inserção em uma microrrede, particularmente quando é feita a comparação com outras tecnologias, porém, quando analisados os impactos dos custos das emissões, da maior penetração de geração renovável, e da redução de custos das tecnologias de produção e armazenamento de hidrogênio com o aumento na escala de produção este aparece como uma boa alternativa.

Keywords: Hydrogen; Energy Storage System; microgrid; Distributed Energy Resources; Optimization.

Palavras-chaves: Hidrogênio; Sistema de Armazenamento Energético; microrrede; Recursos Energéticos Distribuídos; Otimização

1. INTRODUÇÃO

A instalação de fontes de geração renováveis de pequeno porte apresenta benefícios técnicos, ambientais e econômicos, gerando eletricidade próximo dos locais de consumo, reduzindo as perdas por transmissão e distribuição, diminuindo as emissões de CO₂ equivalente e possibilitando a venda de energia excedente através da conexão com a rede da distribuidora local (Silva et al. 2016). Contudo, as fontes de

geração renovável, como a solar e a eólica, apresentam natureza intermitente e imprevisível, dificultando sua gestão energética (Chang et al. 2017; Kakran e Chanana, 2018).

As microrredes aparecem como alternativa para uma melhor integração das fontes de geração renovável nos sistemas elétricos, já que estas podem agrupar, em uma dada região, Recursos Energéticos Distribuídos (RED) que incluem os dispositivos de geração, armazenamento e as cargas, com a

rede de distribuição tradicional (Erikson e Gray, 2017).

As microrredes, segundo Lasseter (2002), são definidas como pequenos sistemas de potência formados por grupos de cargas, sistemas de armazenamento de energia e sistemas de microgeração que operam em conjunto, atendendo a demanda energética (eletricidade e calor) dos consumidores ligados à mesma. Uma das características da microrrede é a possibilidade de operação em modo ilhado ou conectada com a rede tradicional, permitindo receber ou fornecer eletricidade (Lasseter e Piagi, 2004). Outro aspecto importante é a capacidade de operação de forma autônoma e automática, permitindo integrar de forma eficiente vários tipos de tecnologias, trazendo como benefícios a melhoria do perfil da curva de carga e o aumento da confiabilidade e da capacidade do sistema (Haghi et al. 2017).

Um dos elementos constituintes da microrrede é o Sistema de Armazenamento (SAE), o qual permite que excedentes de energia em períodos de menor demanda e maior geração sejam armazenados para serem usados posteriormente em períodos de maior demanda e baixa produção, mitigando assim o problema da intermitência das fontes renováveis (Carrasco et al. 2006).

Chang et al. (2017) apresentam uma classificação dos SAEs de acordo com a tecnologia, cujo uso depende de fatores como a localização da microrrede e o tipo de aplicação. Os tipos mais comuns de SAEs são: térmico, químico (hidrogênio e amônia), eletroquímico (bateria e supercapacitor), e mecânico (bombeamento de água em hidrelétricas e ar comprimido). As baterias e supercapacitores são sistemas de rápida resposta que podem fornecer energia de curto prazo, enquanto o hidrogênio (H_2) se caracteriza por ser um SAE de longo prazo que pode suportar longos intervalos de operação em regime permanente (Erikson e Gray, 2017).

O ciclo de vida do H_2 é ambientalmente sustentável se este é produzido pelo processo de eletrólise da água, usando energia proveniente de fontes renováveis para ser armazenado e usado posteriormente em células a combustível que realizam a reconversão do H_2 em eletricidade. Deste modo não há emissões de CO_2 associadas aos processos de produção, armazenamento e uso final do H_2 (Silveira, 2017).

Um exemplo de topologia de microrrede que incorpora o H_2 como SAE é mostrada na Fig. 1, onde são distinguidos três níveis: fornecimento de energia elétrica, que pode ser dado pelas fontes intermitentes como solar e eólica (PV e WT) ou pela rede; conversão e armazenamento do H_2 , cujos principais componentes são o eletrolisador (EL), compressor (Comp) e tanques de armazenamento (HT); e uso final do H_2 para a produção de energia elétrica, cujo principal componente é a célula a combustível tipo PEM (PEMFC).

Esta topologia possibilita a troca de energia com a rede da distribuidora, aumentando a confiabilidade da microrrede ao receber energia em caso de déficit, e obtendo benefício econômico se a energia excedente é vendida ao sistema. A escolha entre vender ou comprar energia excedente à rede faz parte do dimensionamento da microrrede, das estratégias de gerenciamento energético e depende de fatores técnicos e

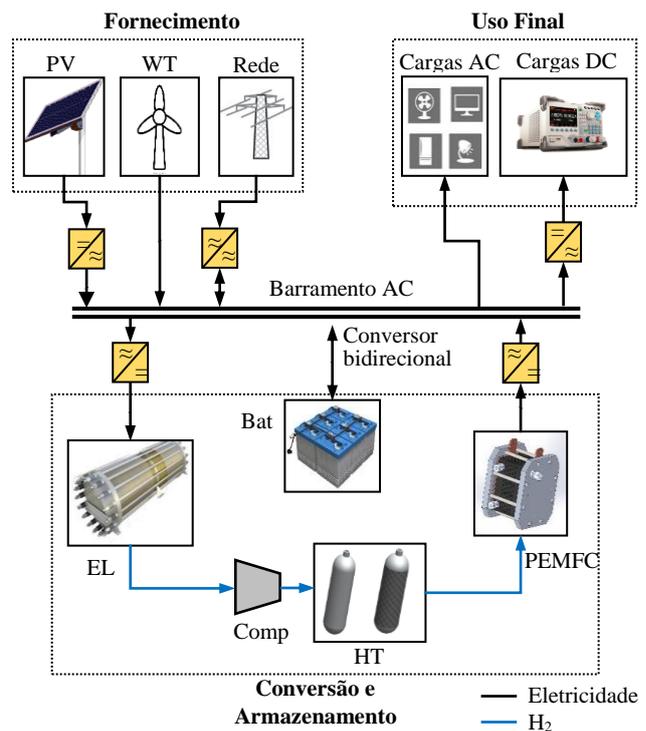


Fig. 1 Topologia de uma microrrede que usa H_2 como SAE econômicos, como os custos de geração, tarifas da energia, demanda a ser atendida, entre outros.

As principais limitações na implementação de SAEs baseados em H_2 são a baixa eficiência da combinação dos processos de produção, seu armazenamento e posterior reconversão em eletricidade (eletricidade- H_2 -eletricidade) e os altos custos de investimento nas tecnologias envolvidas. Contudo, existe um grande potencial para aplicação em microrredes considerando benefícios como suavização da curva de carga, corte de pico, e integração em grande escala de fontes renováveis (Chang et al. 2017; Robinius et al. 2017).

A capacidade de operar por períodos prolongados em regime permanente torna o H_2 uma opção viável em regiões remotas com alta produção de energia renovável e que requerem SAEs de longo prazo, diminuindo a dependência de sistemas *Backup* baseados em geradores térmicos (Robinius et al. 2017). Por outro lado, o mais recente relatório da Agência Internacional de Energia (IEA) aponta que para períodos de descarga maiores a 20-45 horas, o H_2 comprimido é a opção mais econômica, dependendo do custo da energia armazenada (IEA, 2019).

Quanto aos custos de investimento, vários trabalhos encontrados na literatura mostram o potencial de redução considerando a economia de escala na fabricação dos equipamentos que conformam o SAE baseado em H_2 . O NREL aponta uma redução de até 73% nos custos de fabricação de eletrolisadores para taxas de produção variando de 10 a 50.000 unidades por ano (Mayyas et al. 2019). O *Battelle Memorial Institute* tem calculado o custo de fabricação de células a combustível de distintas capacidades para taxas variando de 100 a 50.000 unidades por ano, mostrando uma redução de até 51% para sistemas de pequeno porte (10 kW) (Battelle

Memorial Institute, 2016) (Battelle Memorial Institute, 2017). Por outra parte, a redução nos custos de fabricação de compressores e tanques de armazenamento tem sido analisada por Mayyas e Mann (2019) indicando um potencial de redução de 35% para taxas de produção acima de 100 unidades por ano.

Dado o contexto anterior, no presente trabalho é avaliada a viabilidade da inserção do H₂ como SAE em uma microrrede com elevada penetração de fontes renováveis. Para efetivar esta análise foi desenvolvido um modelo de otimização, implementado computacionalmente em GAMS e resolvido com CPLEX, o qual será posteriormente descrito.

2. MODELO DE SELEÇÃO E OPERAÇÃO DE REDs

A seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede tem sido pesquisada por meio de várias abordagens, como o dimensionamento do conjunto de dispositivos que integram a microrrede e o gerenciamento energético ótimo para maximizar o benefício obtido durante a sua operação. No entanto, poucos são os modelos que tratam de forma integrada a seleção do conjunto adequado de tecnologias e a sua operação ao longo de um ano, especialmente quando inserido o H₂ como SAE em uma microrrede com grande penetração de fontes renováveis.

Um dos modelos que melhor tem abordado a seleção e operação de REDs ao longo de um ano típico é o DER-CAM (*Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*) desenvolvido no Laboratório Nacional Lawrence Berkeley (*Berkeley Lab*). O DER-CAM é um modelo de programação linear que vem sendo desenvolvido nas duas últimas décadas, cujo objetivo é minimizar o custo de fornecimento de eletricidade a um consumidor específico, otimizando a instalação de autogeração (Berkeley Lab, 2019).

O DER-CAM tem sido ampliado ao longo dos anos para incluir novas tecnologias e avaliar variadas opções de investimento. A primeira versão do modelo é encontrada em Marnay et al. (2000) onde é avaliado o investimento em geradores convencionais para minimizar o custo de fornecimento de eletricidade a um consumidor, considerando curvas típicas de demanda, a estrutura tarifária local, custos de investimento e de O&M, entre outros.

Em Bailey et al. (2003) são consideradas as penalizações por emissões de CO₂ como uma forma de comparar vários tipos de tecnologias. Em Siddiqui et al. (2007) é incluída a modelagem de SAEs térmicos que complementam os sistemas de recuperação de calor. Os SAEs de tipo elétrico são modelados inicialmente por Stadler et al. (2009) que consideram a adoção de baterias de chumbo ácido e baterias de fluxo. A inserção do H₂ como SAE no modelo é mencionada por Arlt et al. (2017), expandindo o modelo para tratar o H₂ como um novo tipo de combustível que pode ser gerado localmente.

Chen et al. (2011) apresentam um modelo de programação não linear para o dimensionamento ótimo de um SAE baseado em baterias dentro de uma microrrede, usando um algoritmo genético para sua solução. Fossati et al. (2015) propõem um modelo para otimizar o tamanho e a operação do SAE simultaneamente, usando também algoritmos genéticos.

Em comparação com estes últimos modelos, a formulação do DER-CAM constitui um problema de programação linear inteira mista (MILP) que pode ser resolvido por meio de técnicas clássicas e dá flexibilidade na modificação da função objetivo para avaliar aspectos de caráter técnico, econômico, ambiental, ou a combinação dos mesmos.

3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Na modelagem são consideradas dois tipos de tecnologias: aquelas modeladas por variáveis discretas (*g*), tais como geradores térmicos de tipo motor a combustão interna (ICE) e microturbina (MT), células a combustível (FC) e turbinas eólicas (WT), cuja capacidade ótima é determinada por um número discreto de unidades; e aquelas tecnologias modeladas como contínuas (*c*), tais como sistemas fotovoltaicos (PV), eletrolisador (EL) e os SAEs baseados em baterias (Bat) e hidrogênio (H₂), cuja capacidade é determinada por uma variável contínua.

Os usos finais (*u*) a serem atendidos são: eletricidade (*ele*), destinado ao atendimento de cargas elétricas tais como eletrodomésticos e iluminação; *calor*, para atender a demanda de aquecimento de ambientes e água quente; e *frio*, para atendimento da demanda de resfriamento e refrigeração. Adicionalmente neste trabalho é considerado um novo uso: *hidrogênio*, destinado ao atendimento de possíveis demandas energéticas a partir do H₂.

Todos os custos são anualizados e são utilizados dias típicos de semana e final de semana para cada mês (*m*), totalizando assim 24 dias típicos, os quais são discretizados em períodos de uma hora (*h*). Distinguem-se também dois períodos horários (*p*) durante o dia: horário de ponta e horário fora de ponta.

A função objetivo (1) é de tipo econômico e busca minimizar o custo total anual da microrrede que inclui o custo de compra de eletricidade e gás natural e o custo anualizado de investimento e de O&M dos RED, sendo um dos benefícios a receita obtida pela venda de eletricidade à distribuidora. São considerados também os encargos por emissões de CO₂ tanto pela geração local, como pelo uso do sistema elétrico.

$$\min C = \min\{T_{elec} + T_{gas} + C_{REDS} - R_{elec}\} \quad (1)$$

O custo da compra de eletricidade à distribuidora e o custo pelas emissões que isto gera foi calculado usando (2). Este custo depende da quantidade de energia consumida (DM_{elec}), da demanda contratada (DC) e do fator de emissões (UT_{em}) multiplicados pelas respectivas tarifas de compra de energia elétrica (TCE), demanda contratada (TDC) e taxa por emissões ($Ctax$).

$$T_{elec} = \sum_t DM_{elec_t} \cdot (TCE_t + Ctax \cdot UT_{em_t}) + \sum_{m,p} DC_{m,p} \cdot TDC_{m,p} \quad (2)$$

O custo pela compra de gás natural e a taxa por queima deste combustível dependem da quantidade de gás natural comprado (DM_{gas}) e das tarifas fixa mensal e volumétrica (TF ,

TCG), assim como o fator de emissões (GN_{em}) e a respectiva tarifa ($Ctax$), como mostrado em (3)

$$T_{gas} = \sum_m TF_m + \sum_t DM_{gas_t} \cdot (TCG_t + Ctax \cdot GN_{em}) \quad (3)$$

O custo anualizado do investimento em REDs (4) é separado em duas partes: uma formulação para tecnologias de geração discretas e outra para tecnologias de geração e armazenamento modeladas como contínuas. São contabilizados também os custos fixos de O&M ao longo de um ano, os custos variáveis de O&M e os custos de geração por kWh. Finalmente são incluídos os custos por emissões de CO₂ que levam em consideração o fator de emissões de cada tecnologia e sua eficiência η .

$$\begin{aligned} C_{REDS} = & \sum_g X_g \cdot MAXCAP_g \left(INVES_g \cdot An_g + OM_{Fix_g} \right) \\ & + \sum_c \left(PUR_c \cdot INVES_c + OM_{Var_c} \cdot CAP_c \right) \cdot An_c \\ & + \sum_c CAP_c \cdot OM_{Fix_c} \\ & + \sum_{j,t} \left(GD_{j,t} + GX_{j,t} \right) \cdot \left(CGD_j + OM_{Var_j} \right) \\ & + \sum_{j,t} \left(GD_{j,t} + GX_{j,t} \right) \cdot \left(\frac{GN_{em}}{\eta_j} \cdot Ctax \right) \end{aligned} \quad (4)$$

O sub índice j representa a combinação de tecnologias de geração discretas e contínuas. X_g e PUR_c são as variáveis de decisão para investimento em tecnologias discretas e contínuas respectivamente. $MAXCAP_g$ e CAP_c representam a capacidade de geração, GD_j e GX_j indicam a quantidade de eletricidade gerada para atendimento da demanda local e para venda. $INVES$, OM_{fix} e OM_{var} são parâmetros que indicam os custos de investimento e de O&M. An é o fator de anualização que leva em consideração a taxa mínima de atratividade e o tempo de vida útil de cada tecnologia.

A receita obtida pela venda de eletricidade à distribuidora (5) é calculada multiplicando a quantidade de energia gerada pela respectiva tarifa de venda.

$$R_{elec} = \sum_t GX_t \cdot TVE_t \quad (5)$$

A integração no modelo do H₂ como SAE ocorre ao considerar os custos do eletrolisador, tanques de armazenamento e célula a combustível.

As restrições estão relacionadas principalmente aos balanços energéticos, assim como restrições termodinâmicas dos processos de conversão, transferência e armazenamento energético. O balanço energético (6) exige que a energia destinada ao atendimento da demanda local para os distintos usos ($Demanda$), adicionada aos sistemas de armazenamento ($SAEin$) e vendida (GX); seja atendida pela energia extraída dos sistemas de armazenamento ($SAEout$), pelo calor recuperado nos geradores térmicos ($RecH$), pela energia comprada (DM) e pela autogeração (GD). Adicionalmente, do

lado da demanda, é considerada a energia requerida para o processo de eletrólise (EL).

$$\begin{aligned} Demanda_{u,t} + \frac{SAEin_{k=Bat,t}}{SCE_k} + GX_{j,t} + EL_t = \\ SAEout_{k=Bat} \cdot SDE_k + RecH_t \\ + DM_{u=gas,elec} + \sum_{j \in (PV,WT,MT,ICE,FC)} GD_{j,t} \end{aligned} \quad (6)$$

Onde SCE e SDE representam a eficiência das baterias nos processos de carga e descarga. O calor recuperado nos geradores térmicos (7) depende da geração elétrica e o fator α que indica a quantidade de calor útil recuperado por cada kW despachado de geração.

$$RecH_t = \sum_{g \in (ICE,MT)} \alpha_g \cdot GD_{g,t} \quad (7)$$

São colocadas restrições para limitar a geração nas tecnologias discretas (8), e o número máximo de horas que estas tecnologias podem operar ao longo de um ano (9).

$$MinGD_g \leq GD_{g,t} + GX_{g,t} \leq MAXCAP_g \quad (8)$$

$$GD_{g,t} + GX_{g,t} \leq X_g \cdot MAXCAP_g \cdot MaxH_g \quad (9)$$

Os limites de geração para as tecnologias renováveis são modelados em (10) e (11).

$$GD_{c=PV} + GX_{c=PV} \leq CAP_{c=PV} \cdot \eta_{PV} \cdot SI \quad (10)$$

$$GD_{g=WT} + GX_{g=WT} \leq X_{g=WT} \cdot (0,5 \cdot \rho_{ar} \cdot Ae \cdot FC \cdot V^3) \quad (11)$$

Onde η_{PV} representa a eficiência do sistema fotovoltaico; ρ_{ar} , Ae e FC são parâmetros da turbina eólica que indicam a densidade do ar, a área varrida pelo rotor e o fator de capacidade. SI e V são os perfis de irradiação solar e velocidade do vento locais.

A capacidade das tecnologias contínuas é modelada a través de (12) e (13)

$$CAP_c \leq PUR \cdot M \quad (12)$$

$$DG_{c,t} \leq CAP_c \quad (13)$$

A operação do SAE é representada através de (14)-(17). Em (14) é definido o estado de carga (SOC), o qual depende da energia adicionada ($SAEin$), da energia extraída ($SAEout$) e das perdas energéticas ϕ . Em (15) são colocados os limites mínimo e máximo do estado de carga e em (16) e (17) é limitada a frequência dos ciclos de carga e descarga.

$$SOC_{k,t} = SAEin_{k,t} - SAEout_{k,t} + SOC_{k,t-1} \cdot (1 - \phi_k) \quad (14)$$

$$SOCmin_k \leq SOC_{k,t} \leq SOCmax_k \quad (15)$$

$$SAEin_{k,t} \leq CAP_k \cdot Cr_k \quad (16)$$

$$SAEout_{k,t} \leq CAP_k \cdot Dr_k \quad (17)$$

O sub índice k representa as tecnologias de armazenamento (Bat, H₂); $SOCmin$ e $SOCmax$ são os limites do estado de

carga; Cr e Dr representam as taxas máxima de carga e descarga.

A produção de H_2 depende da energia consumida no eletrolisador e da eficiência dos processos de eletrólise e compressão (18).

$$SAEin_{k=H_2,t} = EL_t \cdot \eta_{eletrolise} \cdot \eta_{compressor} \quad (18)$$

Posteriormente o H_2 armazenado pode ser reconvertido em eletricidade por meio da célula a combustível tipo PEM considerando a eficiência desta (19).

$$GD_{g=FC,t} + GX_{g=FC,t} \leq SAEout_{k=H_2,t} \cdot \eta_{FC} \quad (19)$$

Outras restrições são colocadas para impedir a ocorrência simultânea de processos de carga e descarga do SAE (20) e (21), assim como venda e compra de eletricidade (22) e (23).

$$SAEin_t \leq sb_t \cdot M \quad (20)$$

$$SAEout_t \leq (1 - sb_t) \cdot M \quad (21)$$

$$DM_t \leq psb_t \cdot M \quad (22)$$

$$GX_t \leq (1 - psb_t) \cdot M \quad (23)$$

Onde sb e psb são variáveis binárias que assumem o valor de 0 ou 1, e M é uma constante de valor elevado.

4. TESTES E RESULTADOS

É considerada a demanda energética agregada de uma microrrede hipotética composta por um edifício residencial, um escritório, um supermercado e um pequeno restaurante. As curvas típicas de demanda foram obtidas do banco de dados de construções comerciais do DOE (*U.S Department of Energy*) disponível em (*U. S. Department of Energy, s.d.*). Os dados anuais de consumo energético são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Demanda energética anual

Tipo de demanda	Energia (GWh)	Potência (MW)
Eletricidade	7,0	1,4
Calor	6,4	4,1
Frio	1,0	0,5

A estrutura tarifaria considera encargos diferenciados por demanda de potência (kW) e consumo energético (kWh), assim como diferenciação horaria em períodos de ponta e fora de ponta para dias de semana e final de semana.

As tecnologias de geração disponíveis consistem em geradores térmicos (ICE e MT) com capacidade de recuperar calor, e geradores renováveis (WT e PV). As características técnico-econômicas destas tecnologias foram tomadas de Cardoso et al. (2017) e um resumo é mostrado na Tabela 2. No caso do sistema fotovoltaico, por ser uma tecnologia de geração modelada como continua, a capacidade de geração não é especificada, pois é um resultado do modelo de otimização.

Quanto às tecnologias de armazenamento, são consideradas baterias de Ion-Lítio, cujas características são especificadas na Tabela 3.

Tabela 2. Características das tecnologias de geração

Tipo de tecnologia	MAXCAP (kW)	OM _{var} (R\$/kWh)	INVES (R\$)	VU (anos)	RecH (α)
ICE	75	0,094	795.156	15	2,00
	250	0,092	2.404.880	15	1,83
	500	0,079	4.248.560	15	1,22
MT	30	0,055	474.720	15	1,82
	65	0,053	770.224	15	1,57
	250	0,044	2.501.480	15	1,20
WT	600	0,025	5.255.040	20	0,00
PV			11.912 ^a	30	0,00

^a Investimento em R\$/kWh

Tabela 3. Características do SAE baseado em baterias

Característica	INVES (R\$/kWh)	SCE (%)	SDE (%)	SOCmin (%)	VU (anos)
Valor	2.061	90	90	30	5

Dado que o objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade da inserção do H_2 como SAE em uma microrrede, são consideradas como opções de investimento as tecnologias necessárias para a produção (EL), armazenamento (HT e Comp) e reconversão do H_2 (PEMFC), cujos parâmetros são descritos na Tabela 4.

Tabela 4. Características do SAE baseado em H_2

Tipo de tecnologia	INVES (R\$/kW)	VU (anos)	Eficiência (%)
Eletrolisador	20.976	15	70
PEMFC	10 kW	10	50
	100 kW	15	50
	250kW	15	50
Compressor	5.244	15	80
Tanques de H_2	140 ^a	20	-

^a Investimento em R\$/kWh

Do ponto de vista de operação, a instalação de um SAE baseado em H_2 apresenta algumas vantagens quando comparado com o sistema de baterias convencional, tais como menor perda de carga, possibilidade de operação por períodos prolongados (dependendo do volume de H_2 armazenado) e maior densidade energética, permitindo reduzir a área ocupada. No entanto, o sistema baseado em H_2 tem um custo de investimento ainda elevado e uma menor eficiência global, quando considerado seu uso para reconversão em energia elétrica unicamente. Por outro lado, uma bateria está disponível em tempo real quando necessária, enquanto o SAE baseado em H_2 tem um tempo de resposta maior em função da operação da célula a combustível.

Os demais parâmetros foram tomados de (Diaz, 2020); o termo $Ctax$ aparece na formulação matemática, porém a taxa de CO_2 não é considerada nos resultados, sendo parte de outras pesquisas em andamento e trabalhos futuros.

O modelo de otimização foi implementado em GAMS e resolvido usando o *solver* CPLEX. Os testes foram realizados considerando 4 cenários com o objetivo de analisar as opções

de investimento em REDs e SAEs. O Cenário 1 é o de referência, no qual é calculado o custo total anual da microrrede quando não é realizado nenhum investimento e a demanda energética é atendida na sua totalidade pela compra de eletricidade e gás natural; no Cenário 2 é considerada a possibilidade de investimento em fontes de geração renovável junto com SAEs baseados em baterias, no Cenário 3 é calculado o custo de instalar um SAE baseado em H₂ sob as condições de mercado atuais, e no Cenário 4 é calculado o custo de instalar um SAE baseado em H₂ considerando a diminuição nos custos de investimento deste tipo de tecnologias pela economia de escala, assim como diminuição nos custos de investimento em fontes de geração renovável como observado nos últimos anos.

O custo total anual da microrrede no Cenário 1 é de R\$ 8.365.140, do qual aproximadamente 64% está relacionado à compra de eletricidade e o restante à compra de gás. A quantidade de emissões de CO₂ neste cenário é de 5.347 Ton. Um resumo dos resultados para os demais cenários é mostrado na Tabela 5.

Tabela 5. Resultados das simulações

	Tecnologias selecionadas	Custo total anual (R\$)	Emissões (Ton/ano)
Cenário 2	3xICE_75, MT_30, WT, PV_500, Bat_274	7.828.699	4.439
Cenário 3	3xICE_75, MT_30, WT, PV_500, EL_250, HT_161, PEMFC_10	8.767.375	4.445
Cenário 4	3xICE_75, MT_30, WT, PV_1.057, EL_250, HT_161, PEMFC_10	7.520.437	4.042

No Cenário 2 é observada uma redução de 6,4 % no custo total em comparação ao cenário de referência, sendo selecionados três geradores a gás de 75 kW, uma microturbina de 30 kW, uma turbina eólica, um sistema fotovoltaico de 500 kWp e um banco de baterias de 274 kWh. Os geradores térmicos operam gerando eletricidade e calor simultaneamente diminuindo o custo pela compra de gás natural para atendimento da demanda térmica; por outro lado os geradores renováveis em conjunto com o banco de baterias atendem uma fração da demanda elétrica o que também contribui na diminuição nas emissões de CO₂ de 17%.

No Cenário 3 ocorre um aumento no custo total anual de 4,8% respeito ao cenário de referência, e uma diminuição de 16,9% nas emissões de CO₂. Estes resultados mostram o impacto dos altos custos de investimento para o SAE baseado em H₂ e as perdas energéticas nos processos de conversão, haja vista que apesar da redução nas emissões respeito ao cenário de referência, estas são maiores comparadas ao Cenário 3. O conjunto de tecnologias selecionadas neste cenário consiste em 3 unidades de geração térmica do tipo motor-gerador de 75 kW, uma microturbina de 30 kW, uma turbina eólica, um sistema fotovoltaico de 500 kWp, um eletrolisador de 250 kW, um SAE de H₂ de 161 kWh e uma célula a combustível tipo PEM de 10 kW.

No Cenário 4, similar ao Cenário 3, é avaliado o investimento em geradores renováveis, porem como dados de entrada são tomados valores de custos de investimento menores para os geradores renováveis e o SAE baseado em H₂, tais valores foram tomados de (Battelle Memorial Institute, 2016), (Battelle Memorial Institute, 2017), (Mayyas & Mann, 2019), (Mayyas, et al., 2019).

Os resultados do Cenário 4 indicam uma redução de 10,1 % no custo total anual selecionando um conjunto de equipamentos similar ao Cenário 3, observando apenas um aumento na capacidade instalada do sistema fotovoltaico para um de 1.057 kWp. A redução no custo total é influenciada principalmente pela diminuição nos custos de investimento. Portanto, o aumento na geração renovável e a maior utilização do SAE baseado em H₂ leva a uma diminuição de 24% nas emissões de CO₂ frente ao cenário de referência.

O modelo permite obter também os perfis de geração, compra de eletricidade e gás natural, quantidade de calor recuperado, entre outros resultados, a cada hora ao longo de um dia típico. Como exemplo ilustrativo é apresentado o perfil de um dia típico de semana no mês de julho para o atendimento da demanda elétrica nos distintos cenários nas Fig. 2, 3 e 4.

No Cenário 2 (Fig. 2) a quantidade de energia comprada diminui, uma vez que existe maior oferta de geração local, principalmente por parte do sistema fotovoltaico. Durante algumas horas do dia a soma da oferta energética é superior à demanda e este excedente é armazenado no banco de baterias, o qual é descarregado nas horas de pico. Deste modo o SAE contribui para um melhor aproveitamento da geração renovável, permitindo armazenar energia para ser usada em períodos posteriores em que a oferta energética é menor e os preços da distribuidora aumentam.

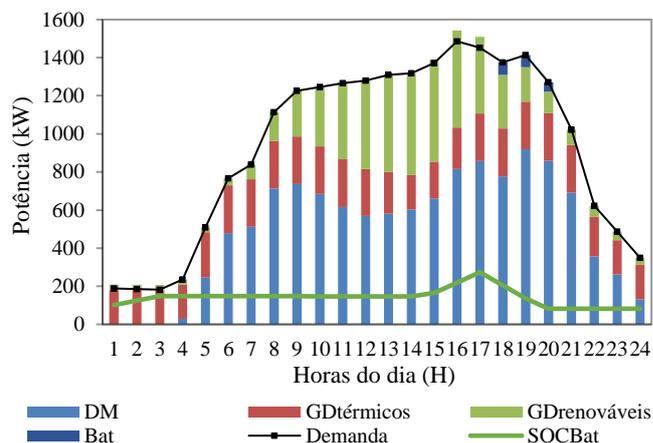


Fig. 2 Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho, Cenário 2

No Cenário 3 (Fig.3) a programação ótima é similar ao Cenário 2, com a maior parte da demanda sendo atendida pela combinação de geradores térmicos, renováveis, compra de eletricidade e apenas uma mínima fração pela célula a combustível tipo PEM. Existe apenas uma pequena quantidade de energia excedente nas primeiras horas do dia, a qual é usada para acionar o eletrolisador e produzir H₂, o qual fica

armazenado e posteriormente reconvertido em eletricidade nas horas de ponta.

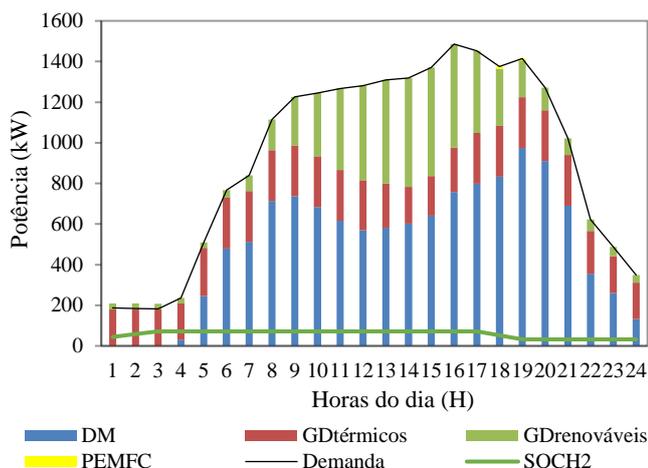


Fig. 3 Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho, Cenário 3

No Cenário 4 (Fig. 4) é observada a redução da participação da distribuidora na oferta total de eletricidade, ao mesmo tempo que a geração renovável tem grande impacto. Os componentes do SAE baseado em H₂ são similares ao indicado no Cenário 3, entre tanto no Cenário 4 a maior geração e energia renovável leva a uma maior utilização destes equipamentos.

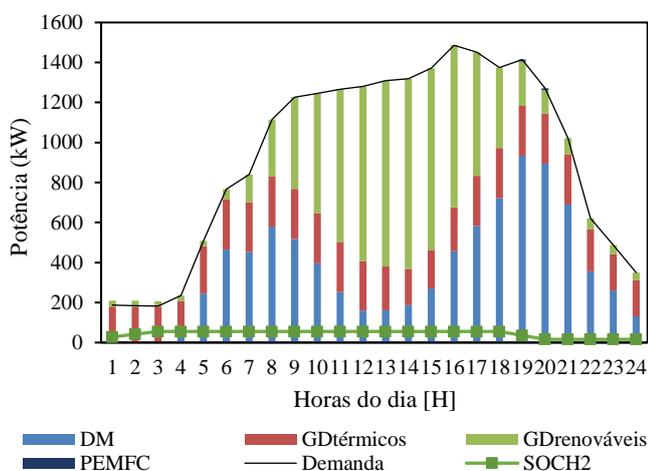


Fig. 4 Programação ótima para o atendimento da demanda elétrica, dia típico de semana no mês de julho, Cenário 4.

Finalmente, na Fig. 5 é apresentado um resumo comparativo dos componentes dos custos para os cenários avaliados; nesta figura é mostrada a composição do custo total anual para cada um dos cenários analisados, sendo este custo separado em custo de investimento, custo de O&M, custo da compra de eletricidade e custo pela compra de gás natural. Também é possível a visualização da quantidade de emissões de CO₂.

Do ponto de vista econômico a melhor opção de investimento são tecnologias de geração renovável em conjunto com baterias, quando consideradas as condições de mercado atuais como indica o Cenário 2, sendo também a melhor alternativa do ponto de vista ambiental.

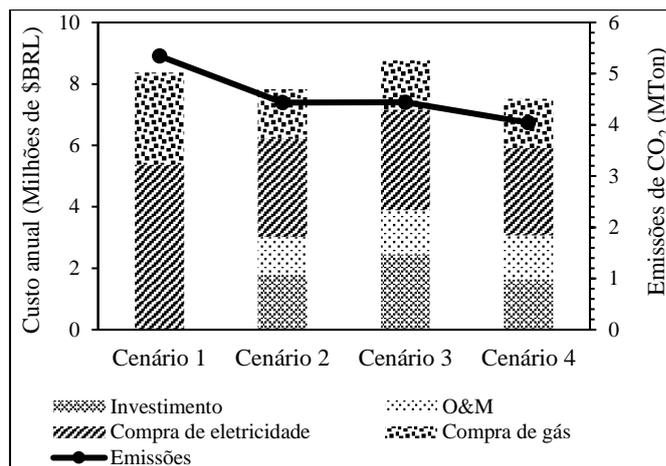


Fig. 5 Comparação dos resultados

O investimento em geradores renováveis em conjunto com um SAE baseado em H₂, sob as condições de mercado atuais indica benefícios ambientais, porém, não resulta atrativo do ponto de vista econômico devido aos altos custos de investimento. Esta tendência muda quando considerados menores custos de investimento pela economia de escala, fazendo do Cenário 4 a melhor alternativa de investimento tanto do ponto de vista econômico como ambiental.

Neste trabalho não é contabilizado o custo pelas emissões de CO₂, ou seja o termo *C_{tax}* não assume nenhum valor, dado que este tipo de taxa não é aplicado em todos os países, contudo, uma análise preliminar indica que se aplicada uma taxa de USD\$ 10 por cada tonelada de CO₂ emitido (valor aplicado em países como Argentina, (The World Bank Group, 2019)), o custo anual por emissões no cenário de referência seria de R\$ 196.676 representando um 2% do custo total da microrrede. Ao considerar esta taxa nos demais cenários o impacto é similar, contudo análises detalhadas devem ser levadas a cabo para avaliar a influência desta taxa no processo de otimização.

5. CONCLUSÕES

No artigo é apresentado um modelo de otimização que permite selecionar o conjunto de tecnologias de geração e armazenamento energético a serem instaladas em uma microrrede, indicando sua forma de operação ao longo de dias típicos de cada mês do ano. As unidades de geração são selecionadas e programadas para atender de forma ótima tanto a demanda elétrica quanto a térmica (calor e frio). De posse do modelo implementado computacionalmente em GAMS/CPLEX, foram sistematicamente investigados diferentes casos de estudo em uma microrrede visando avaliar a atratividade da utilização do H₂ como SAE em comparação a outras tecnologias.

Os estudos realizados revelam que a melhor combinação de tecnologias que levam a um custo total anual ótimo inclui geradores térmicos com capacidade de recuperação de calor e tecnologias de geração renovável que também geram benefícios ambientais decorrentes da diminuição de emissões de CO₂. Adicionalmente, foi verificado que a instalação de um

SAE baseado em baterias melhora a gestão energética destas fontes.

O H₂ permite armazenar energia e melhorar a gestão energética de forma análoga às baterias, porém, com um custo de investimento maior sob as condições de mercado e estrutura tarifária atuais. Se consideradas as perspectivas na redução do custo de investimento deste tipo de tecnologias por sua massificação, o H₂ representa uma alternativa viável economicamente.

Em futuros trabalhos devem ser investigados outros cenários que levem em consideração tanto as projeções nos custos de investimento devido à economia de escala, como parâmetros de mercado, desenvolvimento tecnológico e a taxação por emissões de CO₂.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Universidade Estadual do Oeste de Paraná, campus Foz do Iguaçu. A Fundação Parque Tecnológico Itaipu – Fundação PTI-BR pela bolsa de estudos do primeiro autor.

REFERÊNCIAS

- Arlt, M.-L., Cardoso, G. F. & Weng, D., (2017). Hydrogen storage applications in industrial microgrids. *IEEE*, pp. 1-6.
- Bailey, O. et al., (2003). *Distributed energy resources in practice: a case study analysis and validation of LBNL's Customer Adoption Model*, Berkeley.
- Battelle Memorial Institute, (2016). *Manufacturing cost analysis of 100 and 250 kw fuel cell systems for primary power and combined heat and power applications*, Columbus, OH.
- Battelle Memorial Institute, (2017). *Manufacturing cost analysis of 1, 5, 10 and 25 kw fuel cell systems for primary power and combined heat and power applications*, Columbus, OH.
- Berkeley Lab, (2019). Distributed Energy Resources - Customer Adoption Model (DER-CAM). [Online] Available at: <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam>
- Cardoso, G., Stadler, M., Mashayekh, S. & Hartvigsson, E., (2017). The impact of Ancillary Services in optimal DER investment decisions, California.
- Carrasco, J. M. et al. (2006). power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 53(4), pp. 1002-1016.
- Chang, L., Zhang, W., Xu, S. & Spence, K. (2017). Review on distributed energy storage systems for utility applications. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 2(4), pp. 267-276.
- Chen, C., Duan, S., Cai, T. & Liu, B. (2011). Optimal allocation and economic analysis of Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(10), pp. 2762-2773.
- Diaz, I. (2020). *Hidrogênio Como Sistema de Armazenamento Energético de Fontes Renováveis Intermitentes no Contexto De Uma Microrrede*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste de Paraná, Foz do Iguaçu.
- Eriksson, E. L. V. & Gray, E. M. (2017). Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems – a critical review. *Applied Energy*, 202, pp. 348-364.
- Fossati, J. P., Galarza, A., Martín-Villate, A. & Fontán, L. (2015). A method for optimal sizing energy storage systems for Microgrids. *Renewable Energy*, 77, pp. 539-549.
- Haghi, E., Fowler, M. & Raahemifar, K. (2017). Economic analysis of hydrogen production in context of a Microgrid. pp. 79-84.
- International Energy Agency. (2019). *The future of hydrogen, seizing today's opportunities*.
- Kakran, S. & Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, pp. 524-535.
- Lasseter, R. & Piagi, P. (2004). Microgrid: a conceptual solution. Aachen, Germany, pp. 1 - 6.
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. s.l., IEEE, pp. 305-308.
- Marnay, C. et al. (2000). Integrated assessment of dispersed energy resources deployment, Berkeley.
- Mayyas, A. & Mann, M. (2019). Manufacturing competitiveness analysis for hydrogen refueling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(18), pp. 9121-9142.
- Mayyas, A. et al. (2019). Manufacturing cost analysis for Proton Exchange Membrane water electrolyzers, Golden, CO.
- Robinius, M. et al. (2017). Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X: which markets? which economic potential? answers from the literature. Dresden, Alemanha, IEEE.
- Siddiqui, A. S., Marnay, C., Firestone, R. M. & Zhou, N. (2007). Distributed Generation with Heat Recovery and Storage. *Journal of Energy Engineering*, 133(3), pp. 181-210.
- Silva, T. B., Hollanda, L. & Cunha, P. C. F. d. (2016). Recursos Energéticos Distribuídos. Rio de Janeiro: s.n.
- Silveira, J. L. (2017). *Green energy and technology, sustainable hydrogen production processes, energy, economic and ecological issues*. Guaratinguetá(SP): Springer.
- Stadler, M. et al., 2009. Effect of heat and electricity storage and reliability on microgrid viability: a study of commercial buildings in California and New York States, Berkeley.
- The World Bank Group. (2019). Obtido de Carbon Pricing Dashboard: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>
- U. S. Department of Energy, s.d. Commercial Reference Buildings. [Online] Available at: <https://www.energy.gov/eere/buildings/commercial-reference-buildings>