

The Insertion of Energy Storage Systems in Power Systems: A Regulatory and Economic Analysis

E. Boeck, *Member, IEEE*, and M. Sperandio, *Member, IEEE*

Abstract—This work presents a methodology to analyze the insertion of energy storage systems in power systems in different economic scenarios and regulatory frameworks. The paper uses technical and economic data from international benchmarks to determine the scenarios in which investment in energy storage systems may be feasible. Evaluating 8 regulatory policies and using different levels of capital cost and taxes, the paper evaluated more than 58 thousand possible scenarios. The objective in each scenario is to determine what could be the maximum feasible cost for installing energy storage systems and thus indicate how these investments could be made in power systems. In this way, the methodology allows to evaluate any energy storage technology and indicate which regulatory changes could be made considering the economic environment being evaluated.

Index Terms—Economics, Electricity supply industry deregulation, Energy Storage, Power system economics.

I. INTRODUÇÃO

COM o crescente aumento de novas fontes de geração de energia elétrica renováveis, muitos aspectos da operação e planejamento de sistemas de potência tem sofrido alterações em sua dinâmica e premissas atuais. Grande parte desta mudança é relativa ao novo perfil de geração renovável, principalmente oriunda de fontes eólica e solar, com um perfil predominantemente intermitente [1].

Diante disso, sistemas de armazenamento de energia (SAE) têm emergido inicialmente para suprir tal carência. Pois até então, o desafio dos operadores de sistemas de energia nesse contexto seria limitar a capacidade de geração renovável a um teto máximo de sua capacidade total, com o objetivo de não expor o sistema a um risco de colapso por restrições de carregamento, tensão ou estabilidade. Desta forma, em diversas regiões tem sido estimulado o desenvolvimento de marcos regulatórios que impulsionem a inserção de SAE conforme explicitado em [2], porém sem destacar que regiões poderiam viabilizar estes investimentos. Assim a instalação de SAEs em diversos sistemas de potência estará associada a possibilidade de viabilização de novas fontes de geração renovável, sendo elementos essenciais para este tipo de fonte [3].

Este trabalho foi desenvolvido através do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

Eric Fernando Boeck Daza é engenheiro eletricista e aluno de doutorado no PPGEE da UFSM, Santa Maria – RS, Brasil (e-mail: boeckdaza@gmail.com).

Mauricio Sperandio é engenheiro eletricista e professor adjunto do PPGEE na UFSM, Santa Maria – RS, Brasil (e-mail: mauricio.sperandio@ufsm.br).

A inserção de SAEs pode oferecer diversos suportes técnicos aos sistemas em que estiverem inseridos, por isso sua implementação tem recebido um maior interesse de empresas operadores de rede e reguladores. Adicionalmente, SAEs também oferecem diversos benefícios, tais como no auxílio em mercados de energia, tornando-os mais dinâmicos e com preços de energia mais estáveis, suportando excedentes de oferta e demanda, postergando investimentos em redes de energia, aumentando a taxa de uso de equipamentos, entre outros [4]. Por este motivo que se tem observado em diversos países uma busca por ambientes regulatórios que possam impulsionar novos investimentos em SAEs em sistemas de potência, com destaque para sistemas de distribuição, com o objetivo de torná-los mais eficientes e com custos reduzidos [4].

Diversos estudos têm sido realizados neste aspecto, porém abordam o assunto sob uma única perspectiva técnica, tal como em [5] e [6] em que a abordagem considera apenas a capacidade de suporte ao sistema e nem um outro serviço adicional é avaliado adequadamente, ou ainda há outros trabalhos como em [7] que abordam aspectos técnicos adicionais, porém o foco está somente na localização, dimensionamento e operação de SAE sem considerar quaisquer aspectos econômicos e de mercado.

Contudo, há diversas análises e trabalhos que consideram perspectivas de mercado, tais como [8] e [9], porém que se limitam a uma quantidade reduzida de potenciais remunerações e sequer abordam quaisquer aspectos financeiros e regulatórios significativos, limitando a extrapolação de suas conclusões, pois atualmente de acordo com [10] fatores financeiros relacionados a custos de capital e falta de opções de financiamento são os maiores limitadores de novos investimentos em SAE.

Já os trabalhos que consideram adequadamente as perspectivas financeiras da instalação de SAE, como em [11] e [12] a análise aborda aspectos relativos a rentabilidade, custos e lucro, porém desconsideram quaisquer associações com a regulação e políticas públicas que podem influenciar estes cenários ou quando consideram abordam estes itens como fixos e imutáveis. Entretanto, as políticas públicas e regulação para incentivar a implementação de novos elementos como SAE são elementos indispensáveis para este tipo avaliação e não podem ser desconsiderados [13].

Assim, a grande restrição e limitações nestas avaliações está no fato de SAE serem uma classe de ativos distinta de todos os demais elementos de sistemas de potência, ainda que sejam normalmente classificados como elementos de geração por diversas regulamentações [14], porém dado sua versatilidade

deve-se sempre considerar seus aspectos técnicos, econômicos, financeiros e principalmente regulatórios de forma específica para assim ter meios de determinar como podem ser viáveis e adequados em qualquer sistema de energia [15, 16].

Desta forma, a grande contribuição deste artigo é estabelecer uma metodologia para analisar a instalação de SAE em sistemas de potência considerando todos estes aspectos técnicos, econômicos, financeiros e regulatórios de forma consolidada e assim obter insumos para determinar que condições podem tornar viáveis a instalação destes dispositivos.

II. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Em sistemas de potência o uso de SAEs sempre teve sua aplicação associada a sistemas de geração renovável e intermitente, pois sempre que considerado a instalação do SAE de forma isolada era economicamente inviável ao se comparar com soluções já existentes e que pudessem prover os mesmos serviços disponíveis nos SAEs [17]. Desta forma, somente com o passar do tempo foram adicionadas novas funções que poderiam proporcionar uma maior utilização de SAEs na prestação de serviços diversos em sistemas de potência e por consequência em uma maior oportunidade de gerar rentabilidade para estes dispositivos. Por este motivo a integração de SAE e sua viabilização econômica e técnica tem sido objetivo de diversos estudos, demonstrando que estes também podem desempenhar diversos outros papéis com benefícios econômicos [18].

Assim sendo, a existência de ambientes regulatórios que permitam ao SAE ofertar outros serviços, além do suporte à geração, são essenciais para permitir a sua viabilidade econômica [19].

SAEs podem ser utilizados na arbitragem de preços em mercados de energia, ou seja, podendo comprar energia com preços muito reduzidos e vendê-los a preços mais elevados, sendo um vetor de incentivo a fontes renováveis e desincentivo a fontes térmicas. Assim, em mercados com formação de preços horária e por ordem de mérito, onde o desafio é buscar o ótimo global para consumidores e produtores, SAEs tem sido uma opção para realizar ajustes no preço de energia no e ao mesmo tempo permitir e incentivar novas fontes renováveis [20].

Porém a implementação de SAEs em sistemas de potência em geral enfrentam algumas barreiras, com destaque para três delas: mercados de energia sem preços horários ou com baixa liquidez; condições de mercado em constante mudança; e falta de uma padronização e regulação que permita um adequado nível de segurança jurídica e econômica para operar e conectar SAEs. Assim, muito além de aspectos técnicos, as principais discussões e recomendações para ampliação devem ser de ordem regulatória e normativa do setor [21].

Assim, a viabilidade de instalação de SAEs será proveniente da melhor configuração regulatória e econômica, ou de outra forma, do melhor modelo de negócio que permita ao SAE a prestação de diversos serviços, com o objetivo de maximizar suas receitas, e isso só ocorrerá através de mudanças nos arranjos regulatórios atuais [22]. Neste aspecto, de acordo com estudo recente da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA - *International Renewable Energy Agency*) a operação de SAEs pode gerar diversos serviços combinados ou não à fontes de geração renovável, podendo ser associados à: Mercados de Energia, Serviços Ancilares, Suporte a Sistemas de Transmissão, Suporte a Sistemas de Distribuição, Serviços para o Consumidor e Suporte a Sistemas isolados ou Off-Grid. A Figura 1 apresenta este detalhamento proposto pela IRENA [23].

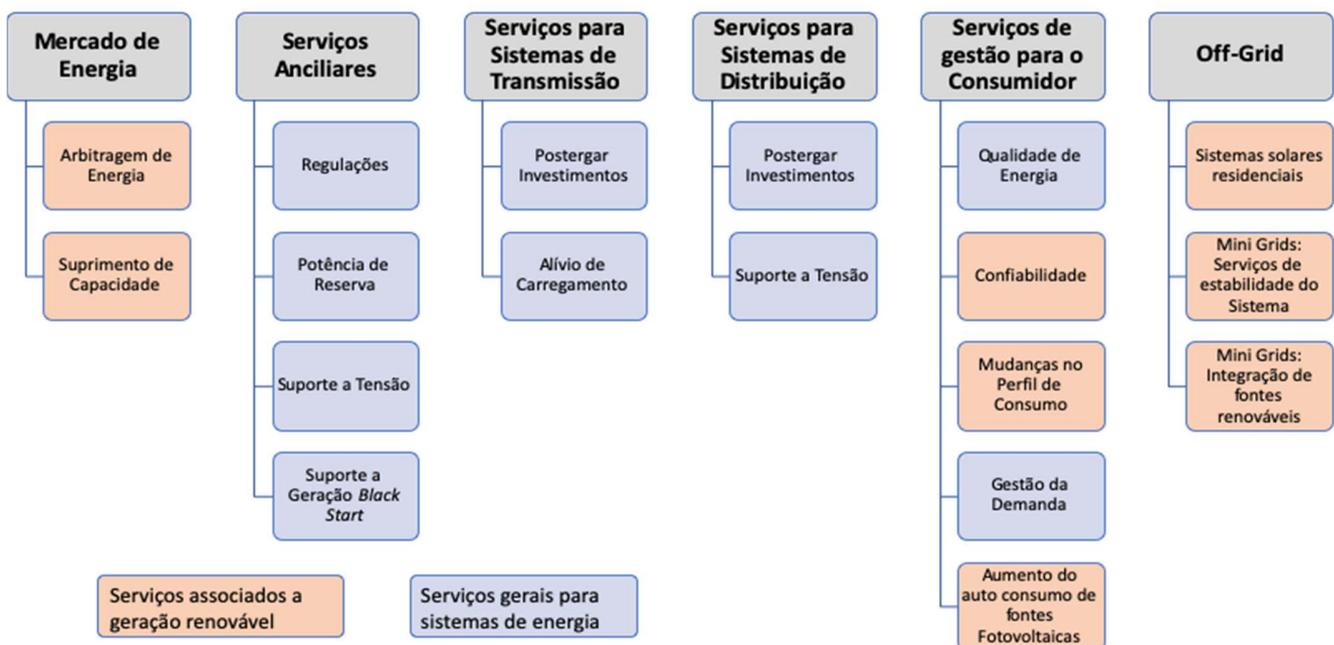


Fig. 1. Gama de serviços que podem ser fornecidos por SAEs, em laranja serviços associados à fontes renováveis.

Assim, ao se considerar que a ampliação de SAEs é algo benéfico ao sistema e deve ser incentivada, um aspecto importante é buscar arranjos regulatórios estáveis e atrativos, pois ainda que tecnicamente e economicamente estes dispositivos sejam viáveis, se não houver um quadro normativo que permita promover uma razoável segurança jurídica e econômica, tais investimentos não ocorrerão. Assim é essencial que as normas regulatórias existentes sejam periodicamente revisadas de forma a criar um ambiente de negócios mais competitivo e atrativo. Há ainda outros aspectos que os agentes reguladores não têm influência direta, mas que de alguma forma podem ser tratados em suas normas regulatórias vigentes, tais como custos de capital, custos e eficiência dos SAEs, fontes e condições de financiamento, tributos diretos e indiretos, políticas de incentivos, entre outros. Outro aspecto importante é que por mais que muitas tecnologias ainda tenham espaço para incrementos tecnológicos e reduções de custos, tornando-as viáveis no curto prazo, dependendo das condições econômicas e regulatórias vigentes, poderão existir cenários em que tais tecnologias sejam implementadas, ainda que de forma gradual e incremental até que a sua maturidade tecnológica seja atingida [24].

Por fim, além dos benefícios que SAEs podem gerar ao sistema, um aspecto importante é que a ampliação destes é essencial para uma maior penetração de fontes de geração de energia de origem renovável, e o que se observa é que quanto maior o nível de penetração de SAEs, mais viáveis e atrativos podem se tornar novas fontes de geração renovável, atraindo outros novos SAEs para o sistema e assim criando um ciclo virtuoso.

III. METODOLOGIA E FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Neste cenário, o objetivo é avaliar como pode-se criar um ambiente regulatório favorável para a implementação SAEs em sistemas de potência considerando as normas regulatórias já em operação, ainda que em mercados diversos, além das condições econômicas de cada região. O desafio é determinar como conduzir essa avaliação de maneira abrangente, considerando que podem existir centenas ou até milhares de cenários possíveis.

Assim a proposta é avaliar vários cenários possíveis baseados em redes predefinidas, alterando:

- Política Regulatória: existência ou não de norma regulatória específica no setor;
- Atratividade econômica: diversos níveis de custo de capital;
- Impostos: várias taxas de imposto líquidas;
- Mercado de Energia: diversos preços e cargas no mercado de energia;
- Tecnologias: investimentos e custos operacionais dos SAEs.

Todas as avaliações consideram as restrições elétricas da operação de SAEs, tais como potenciais violações do nível de tensão e carregamento onde o SAE estiver em operação.

Análise de incremento de tensão no momento de descarga do SAE e de subtensão no carregamento do SAE é tal conforme

Equação 1:

$$V_{ISAE} = \begin{cases} V_{min} \leq V_{ISAE} \leq V_{imax}, & \text{se } V_{min} \leq V_i \leq V_{imax} \\ V_i \leq V_{ISAE} \leq V_{imax}, & \text{se } V_i < V_{min} \\ V_{min} \leq V_{ISAE} \leq V_i, & \text{se } V_{max} < V_i \end{cases} \quad (1)$$

sendo:

V_{ISAE} = tensão na barra i após instalação do SAE;

V_i = tensão na barra i no sistema original;

V_{min} = tensão mínima regulamentada;

V_{max} = tensão máxima regulamentada.

Já na carga do SAE haverá um aumento no carregamento do sistema será conforme Equação 2.

$$C_{SAE} = \begin{cases} C_{SAE_i} \leq C_{Lim_i}, & \text{se } C_{original_i} \leq C_{Lim_i} \\ C_{SAE_i} \leq C_{original_i}, & \text{se } C_{Lim_i} < C_{original_i} \end{cases} \quad (2)$$

sendo:

C_{SAE} = carregamento do elemento i do sistema no período de carga do SAE;

C_{Lim} = capacidade limite do elemento i;

$C_{original}$ = carregamento original do elemento i.

Assim, qualquer cenário só será avaliado se não violar tais restrições.

A. Políticas Regulatórias

De forma geral, o sucesso de SAEs no acesso a mercado de serviços em sistemas de potência ocorre em mercados com um maior nível de liberalização e abertura para novos agentes econômicos, com uma dinâmica regulatória mais ativa. Nesta perspectiva verifica-se que o mercado Norte Americano apresenta uma maior quantidade de serviços consolidados, onde é possível que SAEs atuem e assim possam obter algum nível adequado de remuneração. Neste sentido, o Departamento Americano de Energia (DOE - *U.S. Department of Energy*) em estudo recente realizou um levantamento dos principais serviços que SAEs poderiam atuar e seus respectivos preços nos estados americanos em que tal atuação já era regulada [25]. Os serviços possíveis identificados foram os seguintes:

- Carregamento: Serviço para reduzir picos de carga no sistema de distribuição e/ou transmissão;
- Expansão do Sistema: Serviço para postergar investimentos na ampliação de sistemas;
- Reativos: Serviço para absorção ou injeção de reativos no sistema;
- Perdas: Serviço de redução de perdas nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Imprevisibilidade de Geração ou Regulação de Frequência: Serviço à geradores (acordos bilaterais) quando sua geração prevista e negociada no mercado for inferior ao que de fato for gerado;
- Suporte ao Sistema: Suprimento de carga ao sistema em que estão inseridos;
- Mercado de Energia Primário: Arbitragem de preços no mercado de energia;
- Penalidades: A possibilidade de aplicar algum nível de penalidade pela indisponibilidade de SAEs.

B. Modelo de Receitas Possíveis

Considerando que cada serviço pode gerar um valor de

receita para o SAE, o modelo final para cálculo das receitas será tal conforme Equação 3.

$$F(t) = \sum_{i=1}^n P_i \times u_i \quad (3)$$

sendo:

$F(t)$ = retorno total possível do SAE;

P_i = Retorno financeiro sobre política regulatória i ;

u_i = Existência da norma regulatória i , sendo 1 quando há e 0 quando não existir tal política.

De outra forma, para qualquer configuração regulatória, seja aquela com apenas 1 política regulatória em vigência ou aquele com todas as 8 políticas regulatórias, é possível mensurar qual seria sua receita anual possível.

C. Modelo de Investimentos

Diferentemente de grande parte dos trabalhos atuais, cujo objetivo é sempre obter uma resposta considerando a configuração regulatória sempre estática e por fim informar se o investimento é viável ou não, neste trabalho o propósito é determinar qual poderia ser o custo máximo possível para tornar o investimento viável considerando quaisquer cenários regulatórios ou até econômicos que impactam na decisão de realizar investimentos. Assim para cada avaliação consideraram-se as seguintes dinâmicas possíveis:

- Políticas Regulatórias: Considera a operação desde apenas uma até todas as políticas regulatórias ao mesmo tempo, gerando diversos cenários regulatórios para avaliação;
- Custo Médio Ponderado do Capital ou WACC (*Weighted Average Capital Cost*): Corresponde ao custo do capital para realizar novos investimentos, podendo variar de acordo com o país em análise;
- Taxa de Impostos: Valor de impostos líquidos que pode incidir sobre as operações de SAE e tem o efeito de reduzir suas receitas possíveis;
- Custos do SAE: Para cada tecnologia haverá valores de investimento e custos para operação e manutenção diversos.

Assim neste trabalho, o objetivo será variar diversos níveis de WACC e valores de fluxo de caixa e de impostos para determinar em cada cenário qual poderá ser o investimento máximo possível conforme a Equação 4.

$$Inv_{m\acute{a}x} = \sum_{t=1}^N \frac{F_{Real}(t)}{(1 + WACC)^t} \quad (4)$$

sendo:

$Inv_{m\acute{a}x}$ = Investimento Máximo Possível ou Custo do Investimento inicial;

F_{Real} = fluxo de caixa anual real ou ajustado, descontando a taxa de impostos em avaliação.

$WACC$ = Custo Médio Ponderado do Capital em avaliação;

t = n° de anos em operação.

Desta forma é possível determinar um valor limite para que o investimento tenha viabilidade, ou seja, é possível definir o valor de investimento máximo possível que delimitará que

quaisquer investimentos acima deste valor serão inviáveis e abaixo deste limite o investimento poderá ser realizado e terá resultados financeiros positivos. Assim sendo, para cada arranjo regulatório em avaliação que será obtido com diversos valores de WACC, taxa de impostos e políticas regulatórias em operação é possível identificar inúmeros cenários viáveis e inviáveis cujo objetivo será identificar potenciais vetores alavancadores de investimentos em SAEs.

D. Cenários Possíveis

Considerando que nem sempre todas as políticas regulatórias estarão vigentes é importante definir diversos cenários, desde um onde haja apenas uma política em funcionamento ou até um em que haverá todas as políticas possíveis em operação. Considerando a potencial análise combinatória de 8 políticas regulatórias, com populações de 1 a 8 elementos, tem-se ao todo 255 cenários possíveis.

Adicionalmente, em cada cenário poderá haver a variação de WACC, com um range adotado neste trabalho de 0% até 10%, com variações a cada 1%, destacando-se que se optou pelo limite de 10% pois em qualquer cenário avaliado para WACC acima deste valor haveria a inviabilidade de instalação de SAE independente das demais variáveis utilizadas. Além disso, há ainda variações da taxa de imposto com uma margem adotada neste trabalho um pouco mais ampla partindo de 0% até 40%, com variações de 2%. Ou seja, para cada um dos 255 cenários é possível obter 231 novos cenários, gerando ao todo mais de 58 mil configurações regulatórias e econômicas possíveis.

E. Tecnologias e Custos atuais dos SAEs

Ainda que o objetivo deste trabalho seja determinar valores máximos possíveis de investimentos, a avaliação das tecnologias atualmente existentes de SAEs é de grande importância para ter-se valores de custos de referência. Porém, por tratar-se de um dispositivo com utilização ascendente, verifica-se que o desenvolvimento tecnológico das diversas opções existentes para SAE está em constante evolução, permitindo que tecnologias hoje com custos elevados, estejam em poucos anos com valores competitivos.

Neste cenário o Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica (EPRI - *Electric Power Research Institute*) descreve uma curva de maturidade de cada tecnologia versus o capital de risco envolvido considerando o estágio atual e o estágio futuro para os próximos anos (perspectiva para 2021) conforme a Figura 2, adaptada de [26].

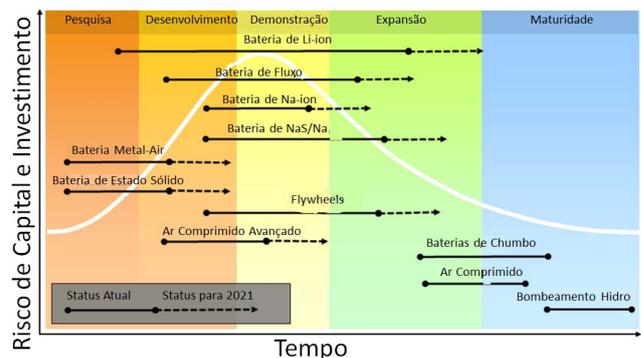


Fig. 2. Desenvolvimento atual das Tecnologias de SAEs.

Desta forma, ainda que se adote alguma tecnologia em específico seus valores de custos são muito diversos no tempo e de acordo com o fornecedor podem mudar consideravelmente. Porém como o objetivo é trabalhar com valores limites, para este trabalho adota-se valores de referência internacional de acordo com [27 - 31]. Então, baseado nestes valores criaram-se limites de acordo com o nível de viabilidade atual de cada tecnologia, sendo estes:

- Tecnologias Comerciais: Valores que permitiriam a instalação de tecnologias já comerciais e maduras, com um valor de referência de US\$ 700 para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento;
- Novas Tecnologias: Valores que poderiam viabilizar novas tecnologias e que ainda não são comerciais, com um valor de referência de US\$ 1.500 para cada 1 kW de potência e 1 kWh de armazenamento.

IV. DADOS E ESTUDO DE CASO

O estudo é realizado com base na metodologia proposta e em valores de mercado de referência, com especial destaque para o mercado americano, e a análise das restrições elétricas para inserção de SAE foi realizada no sistema padrão de distribuição de energia denominado IEEE 34 barras. De forma geral, este é um alimentador real, com uma tensão nominal de 24,9 kV e é caracterizado por dois reguladores de tensão ligeiramente carregados, um transformador em linha, cargas desequilibradas e capacitores em paralelo (shunt).

Já para as simulações é utilizado a ferramenta computacional OpenDSS associado ao Matlab.

Para as simulações realizadas foi utilizado um SAE com potência de 100 kW e capacidade de armazenamento de 100 kWh e valores de rendimento médios e por um período de 15 anos com receitas de serviços considerando valores das referências regulatórias mapeadas. Com base nestas informações foi possível simular o potencial de receita para cada tipo de serviço durante este período.

A. Referências Regulatórias e Financeiras

Utilizando os valores mapeados pelo DOE foi possível estabelecer valores de referência que possibilitaram estimar o potencial de receita para um SAE para cada tipo de serviço de acordo com a Tabela I:

Política	Referência
Alívio Carregamento	116,50 US\$/kW por ano
Postergar Investimentos	43,75 US\$/kW por ano e WACC 4 %
Redução de Perdas	50% do preço médio de
Suporte Reativos	2,74 US\$/kvar por ano
Penalidades	1,00 US\$/kWh por indisponibilidade
Suporte a Geração	75,79 US\$/kW por ano
	21,72 US\$/kW por ano sistemas normais
Suporte a Sistema	79,92 US\$/kW por ano sistemas com sobrecarga
	70,88 US\$/kW por ano para o longo prazo
	Carga no preço mínimo e descarga no preço máximo, para 80 % dos dias (tendo como referência o mercado da Califórnia)
Mercado de Energia	

B. Cenários Regulatórios

No que tange aos cenários regulatórios, a avaliação pontual dos 255 cenários possíveis não necessariamente será viável em qualquer país, dados as normas regulatórias vigentes em cada região. Desta forma, adotou-se 3 níveis de arranjos regulatórios básicos possíveis, conforme Tabela II. Onde pode-se iniciar com arranjos regulatórios com as políticas com maior potencial de rentabilizar SAEs e ir incrementando as demais políticas até atingir a plenitude da regulação onde todas as políticas estariam operando ao mesmo tempo.

Nível	Detalhamento
Inicial	Apenas duas políticas em operação: Carregamento, Mercado de Energia
Maduro	Quatro políticas mais significativas em operação: Carregamento, Suporte à Geração, Suporte a Sistemas, Mercado de Energia
Pleno	Todas as oito políticas em operação

C. Ambientes Econômicos

Já na determinação de ambientes econômicos, optou-se por trabalhar com dois níveis de WACC, com valores mais reduzidos e em 4% para representar economias desenvolvidas e valores mais elevados em 8% para representar economias em desenvolvimento. Para taxa de impostos também se utiliza dois níveis possíveis, sendo um com impostos reduzidos a 10% e outro alto nível de impostos a 30%. Assim é possível avaliar 4 ambientes políticos econômicos possíveis, combinando a maturidade econômica (WACC) e seu nível de impostos existente conforme Tabela III.

Assim para cada um dos 4 ambientes políticos econômicos será testado os três arranjos regulatórios possíveis: Inicial, Maduro e Pleno. Adicionalmente, também será analisado um ambiente político econômico teórico, onde o WACC e a taxa de impostos serão 0%, pois ainda que não representem condições reais de nenhum país ou região, podem ser fruto de uma política de subsídios de governos que desejem ostensivamente incentivar a ampliação de SAEs em seus sistemas, tal ambiente estará representando o limite teórico para cada arranjo regulatório.

WACC / Impostos	Reduzidos	Elevados
Países Desenvolvidos	WACC = 4% Impostos = 10%	WACC = 4% Impostos = 30%
Países em Desenvolvimento	WACC = 8% Impostos = 10%	WACC = 8% Impostos = 30%

V. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados deste estudo de caso foram obtidos a partir dos dados apresentados no seção anterior. Desta forma, considerando que foram utilizados informações regulatórias anuais, para reprodução destes dados em estudos futuros tais premissas anuais podem ser reavaliadas e atualizadas.

A. Ambiente Teórico

Ao se considerar um ambiente completamente subsidiado com impostos a 0% e WACC também a 0% é possível avaliar qual poderia ser o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação conforme Figura 3. Onde se observa que neste ambiente teórico qualquer nível de arranjo regulatório poderia viabilizar além das tecnologias comerciais, também novas tecnologias com custos por kW e kWh até US\$ 1.701,00 no arranjo Inicial ou até US\$ 3.235,00 no arranjo regulatório pleno. Evidenciando que neste ambiente de subsídios plenos, quaisquer tecnologias, mesmo as de alto custo, poderiam ser viabilizadas.

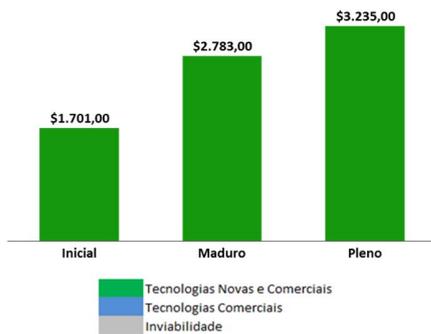


Fig. 3. Arranjos Regulatórios no Ambiente Teórico

B. Economias Maduras e com Tributação Reduzida

Para um ambiente econômico de economias maduras com WACC de 4% e com uma tributação reduzida e limitada a 10% em valores líquidos, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorre conforme a Figura 4. Onde se observa que neste ambiente ainda é promissor a instalação de SAEs, porém o tipo de arranjo regulatório existente definirá a possibilidade ou não de instalação de novas tecnologias. Neste ambiente, para arranjos regulatórios iniciais e maduros é possível viabilizar as tecnologias já comerciais e com um investimento máximo relativamente elevado (US\$ 840,00 e US\$ 1.374,00), porém a viabilidade de novas tecnologias só ocorrerá em um arranjo regulatório pleno em que todas políticas são aplicadas.

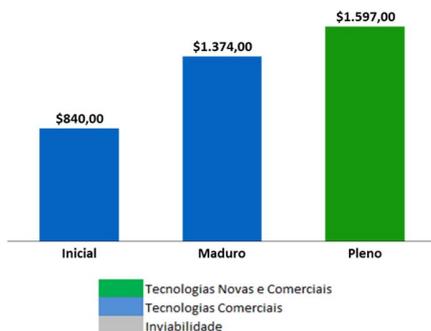


Fig. 4. Arranjos Regulatórios em Economias Maduras com Tributação Reduzida

C. Economias Maduras e com Tributação Elevada

Para um ambiente econômico de economias também maduras com WACC de 4%, porém com uma tributação

elevada, na ordem de 30%, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorreria conforme a Figura 5. Neste tipo de ambiente, já se observa arranjos regulatórios em que ocorre a inviabilidade de instalação de novos SAEs e somente a instalação de tecnologias comerciais. Para o arranjo regulatório inicial, com a aplicação de apenas duas políticas regulatórias, não é possível viabilizar sequer os SAEs com tecnologias comerciais, pois seu custo máximo possível seria de apenas US\$ 630,00. Já para os demais arranjos regulatórios, maduro e pleno, a instalação de SAEs seria possível com um custo máximo de até US\$ 1.030,00 e US\$ 1.198,00 respectivamente.

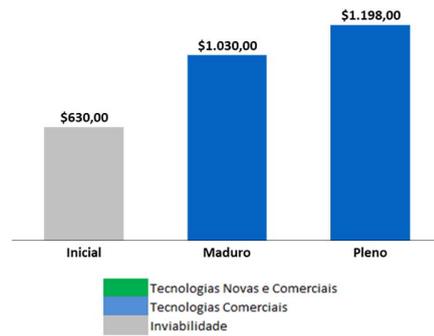


Fig. 5. Arranjos Regulatórios em Economias Maduras com Tributação Elevada

D. Economias em Desenvolvimento e com Tributação Reduzida

Para um ambiente econômico de economias em desenvolvimento com WACC de 8% e com uma tributação reduzida e limitada a 10% em valores líquidos, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorreria conforme a Figura 6. Neste tipo de ambiente, também é possível verificar que nem todo arranjo regulatório viabilizará a instalação de novos SAEs. Para o arranjo regulatório inicial é inviável a instalação de quaisquer SAEs, pois seu custo máximo possível seria de apenas US\$ 477,00. Já para os demais arranjos regulatórios, maduro e pleno, a instalação de SAEs seria possível com um custo máximo de até US\$ 780,00 e US\$ 907,00 respectivamente.

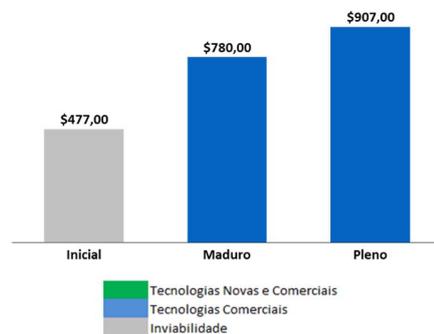


Fig. 6. Arranjos Regulatórios em Economias em Desenvolvimento com Tributação Reduzida

E. Economias em Desenvolvimento e com Tributação Elevada

Para um ambiente econômico de economias em desenvolvimento com WACC de 8%, porém com uma

tributação de 30%, o investimento máximo possível nos 3 arranjos regulatórios em avaliação ocorreria conforme a Figura 7. Este ambiente econômico é o mais crítico de todos, pois em qualquer arranjo regulatório não é possível viabilizar novos SAEs, mesmo no arranjo regulatório pleno onde é possível aplicar todas as políticas ao mesmo tempo. Neste arranjo, o limite do custo máximo possível é de US\$ 680,00, valor ligeiramente inferior ao limite adotado para as tecnologias comerciais

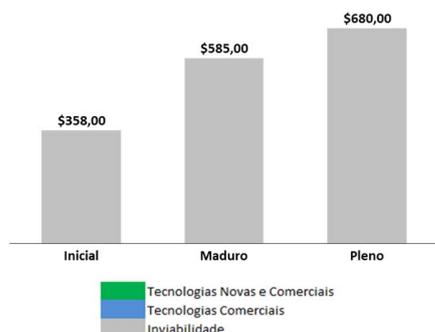


Fig. 7. Arranjos Regulatórios em Economias em Desenvolvimento com Tributação Reduzida

VI. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma nova metodologia e um amplo estudo de caso para avaliar o impacto que políticas regulatórias podem ter na viabilização de investimentos em SAEs. Foram determinados valores de investimento máximo para que seja viável instalar tanto SAEs com tecnologia e valores já maduros comercialmente, quanto SAEs com novas tecnologias, considerando diferentes ambientes econômicos e regulatórios.

Foram avaliados especificamente 4 ambientes econômicos típicos frente a 3 arranjos regulatórios possíveis. Sendo que no cenário econômico mais favorável é possível viabilizar SAEs com novas tecnologias, mesmo com poucas regras de utilização. Enquanto que no cenário com maiores taxas de impostos e WACC, nem um ambiente regulatório plenamente estimulante se torna atrativo para tecnologias maduras e comerciais. Portanto, o ambiente econômico em que o SAE será instalado se torna mais importante do que um arcabouço regulatório amplo e que permita várias atividades.

Conclui-se que para economias maduras, com alta ou reduzida tributação, a viabilização de instalação de SAEs pode ser proporcionada ao se escolher adequadamente as políticas regulatórias que serão incentivadas. Porém para economias em desenvolvimento, verifica-se que apenas uma associação entre políticas regulatórias e econômicas poderá tornar viável tais investimentos.

Por fim, destaca-se que as principais contribuições deste artigo, e que podem ser base para futuros trabalhos em um assunto tão promissor, referem-se a: estabelecer uma modelagem conjunta de sistemas regulatórios e financeiros, em geral desconsiderados em análises similares; demonstrar uma estratégia de simulação que permite considerar a dinâmica regulatória de forma ampla; e por fim validar um modelo de análise com alta flexibilidade, podendo ser utilizado para qualquer região ou país, apenas habilitando ou não determinadas políticas regulatórias e estabelecendo os limites e

valores técnicos e econômicos desejados.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] Arispe, J. C. G.; Vasquez, A. B. P.. Wind and PV Farms Integration within Power Systems Using Static and Dynamic Simulations. *IEEE Latin America Transactions*, Volume 16, Issue 1, January 2018, Pages 148 - 154. 2018
- [2] Daza, E. F. B.; Sperandio, M.. Determination of regulatory frameworks to enable investments in energy storage systems in power systems. In: 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018, Niterói - RJ.
- [3] Montoya, O. D.; Grajales, A.; Garcés, A.; Castro, C. A.. Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation. *IEEE Latin America Transactions*, Volume 15, Issue 5, May 2017, Pages 890 - 900. 2017
- [4] Cleary, B.; Duffy, A.; O'Connor, A.; Conlon, M.; Fthenakis, V.. Assessing the Economic Benefits of Compressed Air Energy Storage for Mitigating Wind Curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Volume 6, Issue 3, July 2015, Pages 1021 - 1028. 2015
- [5] Psarros, G. N.; Karamanou, E. G.; Papathanassiou, S. A.. Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids. *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, Volume 9, Issue 4, October 2018, Pages 1822 - 1832. 2018
- [6] Konstantelos, I.; Strbac, G.. Capacity value of energy storage in distribution networks. *Journal of Energy Storage*. Volume 18, August 2018, Pages 389 - 401. 2018
- [7] Das, C. K.; Bass, O.; Kothapalli, G.; Mahmoud, T. S.; Habibi, D.. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 91, August 2018, Pages 1205-1230. 2018
- [8] Chen, Y.; Odukamaiya, A.; Kassae, S.; O'Connor, P.; Momen, A. M.; Liu, X.; Smith, B. T... Preliminary analysis of market potential for a hydropneumatic ground-level integrated diverse energy storage system. *Applied Energy*. Volume 242, 15 May 2019, Pages 1237-1247. 2019
- [9] Gil-González, W.; Montoya, O. D. ; Holguín, E.; Garcés, A.; Grisales-Noreña, L. F.. Economic dispatch of energy storage systems in de microgrids employing a semidefinite programming model. *Journal of Energy Storage*. Volume 21, February 2019, Pages 1-8. 2019
- [10] Miller, L.; Cariveau, R.. A review of energy storage financing— Learning from and partnering with the renewable energy industry. *Journal of Energy Storage*. Volume 19, October 2018, Pages 311-319. 2018
- [11] Fleer, J.; Zurmühlen, S.; Meyer, J.; Badeda, J.; Stenzel, P.; Hake, J. F.; Sauer, D. U.. Techno-economic evaluation of battery energy storage systems on the primary control reserve market under consideration of price trends and bidding strategies. *Journal of Energy Storage*. Volume 17, June 2018, Pages 345-356. 2018
- [12] Mancarella, P.; Chicco, G.; Capuder, T.. Arbitrage opportunities for distributed multi-energy systems in providing power system ancillary services. *Energy*. Volume 161, 15 October 2018, Pages 381-395. 2018
- [13] Dusonchet, L.; Favuzza, S.; Massaro, F.; Telaretti, E.; Zizzo, G.. Technological and legislative status point of stationary energy storages in the EU. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 101, March 2019, Pages 158-167. 2019
- [14] Gissey, G. C.; Dodds, P. E.; Radcliffe, J.. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 82, Part 1, February 2018, Pages 781-790. 2018
- [15] Zame, K. K.; Brehm, C. A.; Nitica, A. T.; Richard, C. L.; Schweitzer III, G. D.. Smart grid and energy storage: Policy recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 82, Part 1, February 2018, Pages 1646-1654. 2018
- [16] Winfield, M.; Shokrzadeh, S.; Jones, A.. Energy policy regime change and advanced energy storage: A comparative analysis. *Energy Policy*. Volume 115, April 2018, Pages 572-583. 2018

- [17] Arghandeh, R.; Woyak, J.; Onen, A.; Jung, J.; Broadwater, R. P.. Economic optimal operation of Community Energy Storage systems in competitive energy markets. *Applied Energy*, Volume 135, December 2014, Pages 71 - 80. 2014
- [18] Wen, S.; Lan, H.; Fu, Q.; Yu, D. C.; Zhang, L.. Economic Allocation for Energy Storage System Considering Wind Power Distribution. *IEEE Transactions on Power Systems*. Volume 30, Issue 2, March 2015, Pages 644 - 652. 2015
- [19] Tushar, W.; Chai, B.; Yuen, C.; Huang, S.; Smith, D. B.; Poor, H. V.; Yang, Z.. Energy Storage Sharing in Smart Grid: A Modified Auction-Based Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Volume 7, Issue 3, May 2016, Pages 1462 - 1475. 2016
- [20] Zou, P.; Chen, Q.; Xia, Q.; He, G.; Kang, C.. Evaluating the Contribution of Energy Storages to Support Large-Scale Renewable Generation in Joint Energy and Ancillary Service Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. Volume 7, Issue 2, April 2016, Pages 808 - 818. 2016
- [21] Anuta, O. H.; Taylor, P.; Jones, D.; McEntee, T.; Wade, N.. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 38, October 2014, Pages 489 - 508. 2014
- [22] Parvania, M.; Fotuhi-Firuzabad, M.; Shahidehpour, M.. Comparative Hourly Scheduling of Centralized and Distributed Storage in Day-Ahead Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Volume 5, July 2014, Pages 729 - 737. 2014
- [23] IRENA - International Renewable Energy Agency. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. October 2017.
- [24] Obi, M.; Jensen, S. M.; Ferris, J. B.; Bass, R. B.. Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 67, January 2017, Pages 908 - 920. 2017
- [25] DOE - U.S. Department of Energy. Demand Response and Energy Storage Integration Study. March 2016
- [26] EPRI - Electric Power Research Institute. Energy Storage Trends and Challenges Understanding and Realizing the Costs and Benefits of a New Resource for the Grid. 2017.
- [27] Pearre, N. S.; Lukas G. Swan, L. G.. Technoeconomic feasibility of grid storage: Mapping electrical services and energy storage technologies. *Applied Energy*, Volume 137, January 2015, Pages 501–510. 2015
- [28] Ramli, M. A. M.; Hiendro, A.; Twaha, S.. Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage. *Renewable Energy*, Volume 78, June 2015, Pages 398–405. 2015
- [29] Gallo, A.B.; Simões-Moreira, J.R.; Costa, H.K.M.; Santos, M.M.; Moutinho dos Santos, E.. Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 65, November 2016, Pages 800–822. 2016
- [30] Lombardi, O.; Schwabe, F.. Sharing economy as a new business model for energy storage systems. *Applied Energy*, Volume 188, February 2017, Pages 485–496. 2017
- [31] Berrada, A.; Loudiyi, K; Zorkani, I.. Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large scale applications. *Energy*, Volume 119, January 2017, Pages 94–109. 2017.



Eric Fernando Boeck Daza é engenheiro eletricitista, com mestrado e doutorado em Sistemas de Energia pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).



Mauricio Sperandio é engenheiro eletricitista, com mestrado e doutorado em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).