

Energy supply in electrical systems: remarks on the growing participation of renewable and variable resources

Suprimento de energia em sistemas elétricos: considerações sobre a crescente participação de recursos renováveis e variáveis

Roney Nakano Vitorino¹
Dorel Soares Ramos^{1,2}
Erik E. Rego¹

¹Universidade de São Paulo - USP
ronaynv@usp.br
dorelram@usp.br
erikreg@usp.br

²MRTS Consultoria e Engenharia Ltda

Abstract: Since the massive insertion of renewable resources, which are characterized by its variable production, in the energy matrix worldwide, this work makes an analysis of the evolution of the Brazilian energy resources to explore the electricity supply in the National Interconnected System (SIN). Once the wind and the solar availability profiles are explained, it is possible to present the concept of energy reserve and storage in hydrothermal traditional systems. In addition, international experiences are commented, focusing on countries and regions where the renewable resources already have a significant portion of the total power-installed capacity and also emphasize their effects on the electrical system's net load. In the end, market mechanisms applied in the Brazilian energy market are listed, comparing other regulatory structures adopted in regions such as California and Texas in the United States of America, to address the

expansion of the power systems and provide flexible, secure and efficient electricity supply.

Keywords: Energy market, power supply, renewable resources, energy planning, power system expansion.

Resumo: Dada a maciça inserção de recursos renováveis, que são caracterizados por sua produção variável, na matriz energética mundial, este trabalho tem por objetivo analisar a evolução dos recursos energéticos no Brasil e avaliar o suprimento de energia elétrica no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN). Uma vez que os fundamentos dos recursos eólico e solar são abordados, os conceitos de energia de reserva e armazenamento em sistemas hidrotérmicos tradicionais também são apresentados. Em seguida, experiências internacionais são mencionadas para ilustrar o suprimento de energia de países e regiões onde os recursos renováveis já representam parcela significativa da capacidade instalada total, enfatizando os seus efeitos sobre a carga líquida do sistema elétrico. Por fim, os mecanismos de expansão da geração do mercado brasileiro são listados, comparando assim outros dispositivos regulatórios adotados em regiões como a da Califórnia e do Texas nos Estados Unidos, para direcionar a expansão dos sistemas elétricos e fornecer eletricidade de maneira flexível, segura e eficiente.

Palavras-Chave: Mercado de energia, suprimento de energia elétrica, recursos renováveis, planejamento energético, expansão de sistemas elétricos de potência.

1 Introdução

O desenvolvimento econômico sustentável está incorporado à realidade do planejamento energético das diversas nações signatárias do acordo de Paris (2015), entre elas o Brasil. Visando a esse tipo de desenvolvimento e o processo de adaptação às mudanças climáticas, ressalta-se que o principal objetivo do acordo de cooperação internacional é disseminar ações globais para mitigar os efeitos da mudança climática sobre o planeta Terra e, desse modo, suportar o cumprimento da meta mundial de limitar o aquecimento médio global a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais, conforme estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC).

A inserção crescente de fontes renováveis, como a eólica e a solar, na matriz energética mundial é um dos mecanismos adotados para mitigar as emissões dos gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera, reduzindo os impactos adversos causados por esses elementos quando dispersados descontroladamente no meio ambiente.

Diante desse cenário, a contribuição deste trabalho é mostrar que, dada a mudança de característica da matriz de suprimento elétrico mundial e brasileira, novas abordagens estão sendo estudadas e implantadas para valorar os benefícios de cada fonte para o sistema elétrico. E, dessa maneira, direcionar uma expansão adequada do suprimento elétrico, mesmo com significativa participação de fontes renováveis variáveis (FRV).

Alguns dos elementos chave nesse processo de transição energética são:

- I. adequação de requisitos de fornecimento de energia elétrica; e
- II. ampliação de capacidade de redes para permitir o intercâmbio de excedentes de energia entre distintas regiões.

Ambos os aspectos impactam em novos custos para o planejamento de sistemas elétricos com extensiva participação das FRVs, de acordo com Stram (2016) [1].

Por isso, neste artigo, é apresentado primeiramente o panorama global e brasileiro de implantação de energias renováveis. Depois, optou-se por evidenciar os atributos que particularizam a operação de cada tecnologia de geração de energia elétrica. Na sequência, no caso do sistema elétrico do Brasil, os mecanismos empregados na expansão da oferta de geração são destacados. Ao final, o texto aborda a experiência dos mercados da Califórnia (CA) e do Texas (TX) nos Estados Unidos – onde a oferta de serviços e de capacidade de energia foi estabelecida para atender aos requisitos dos seus respectivos operadores independentes, CAISO e ERCOT.

2 O panorama da geração de eletricidade mundial

No ambiente econômico mundial orientado para mitigar as emissões de GEE, segundo os dados do cenário de referência do International Energy Outlook 2019 (IEO2019), o consumo mundial de eletricidade foi de 24.768 TWh em 2018 e a projeção é de que alcance 44.247 TWh em 2050 [2].

Com relação à participação das fontes renováveis, incluindo as usinas hidrelétricas, na matriz de geração de energia elétrica mundial, segundo o IEO2019, o percentual é de 31% no ano de 2020 e estima-se o valor de 40% em 2030, como ilustrado na Figura 1.

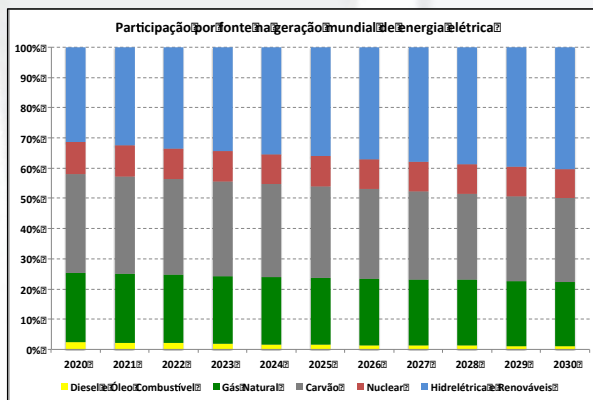


Figura 1: Matriz de geração mundial de eletricidade.

O *portfolio* de oferta mundial de eletricidade a partir de fontes renováveis é mostrado na Figura 2. No cenário do IEO2019, é possível verificar o aumento percentual da geração eólica, passando de 21% em 2020 para 25% em 2030. No mesmo período, a contribuição da geração solar também tem um aumento significativo, passando de 15% para 27% da oferta renovável global de energia elétrica. A participação das usinas hidrelétricas em percentual da oferta renovável de eletricidade é reduzida de 57% para 43% no mesmo período.

As outras fontes referenciadas neste estudo contemplam a geração de energia elétrica a partir de biomassa e resíduos e, quando somadas à geração geotérmica, representam 4% do fornecimento de eletricidade em 2030.

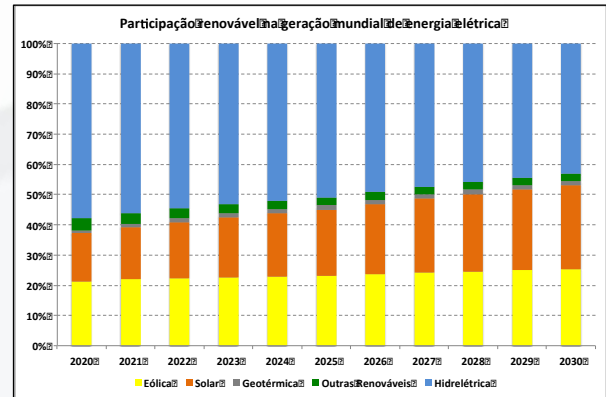


Figura 2: Matriz de geração renovável mundial de eletricidade.

Nas projeções do IEO2019, fica evidente a tendência mundial de redução da participação de fontes fósseis mais poluentes (petróleo e carvão) na matriz de geração de eletricidade. Porém, faz-se a ressalva de que a geração termelétrica desempenha um papel de complementação da produção das fontes renováveis, já que estas empregam recursos que têm disponibilidade variável. Portanto, é importante destacar o emprego das usinas termelétricas mais eficientes e baseadas em tecnologias que mitiguem as emissões de GEE e, sobretudo, respondam adequadamente aos requisitos operativos exigidos pelo sistema elétrico.

3 O mix de geração de eletricidade no Brasil

Em termos da matriz de geração de energia elétrica brasileira, de acordo com os dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE2029), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, é possível verificar que o Brasil tem uma participação predominante de fontes renováveis. Para o horizonte de análise daquele estudo (até o ano de 2029), o percentual das fontes renováveis é de quase 90% do total da eletricidade produzida no país, incluindo as usinas hidrelétricas, como indicado na Figura 3 [3].

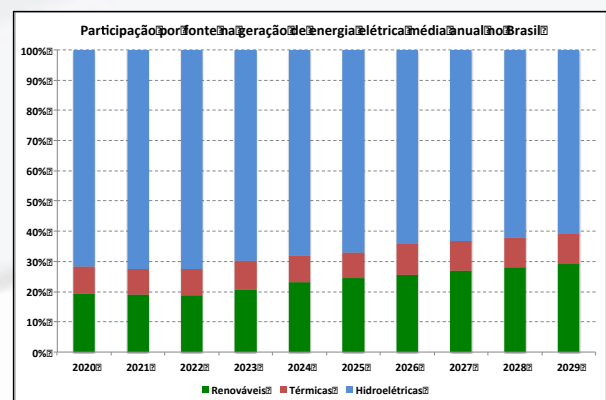


Figura 3: Matriz de geração de eletricidade do Brasil.

No Brasil, ainda segundo o PDE2029, a participação na oferta de geração renovável em 2029, para energia eólica, é de 19% e, para energia solar, é de 2%.

Por seu turno, na parcela referente às usinas hidrelétricas, espera-se redução importante nos próximos anos, porém ainda com participação significativa de 72% do total de energia gerada a partir deste tipo de fonte renovável em 2029. Os percentuais são mostrados na Figura 4.

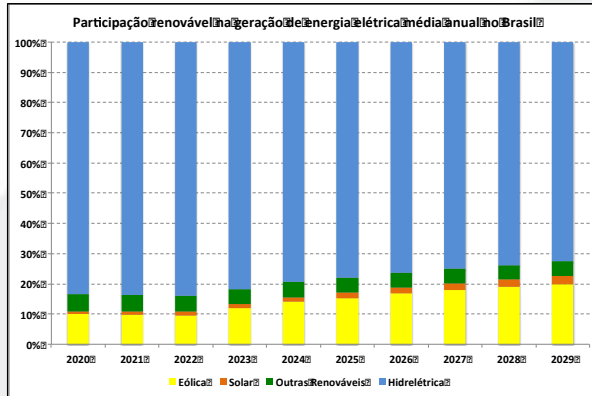


Figura 4: Matriz de geração renovável de eletricidade do Brasil.

O *mix* de oferta de energia elétrica do Brasil coloca o país em uma posição de destaque no tocante à “renovabilidade” de sua matriz energética, dada a participação desses tipos de recursos na composição do seu *portfolio* de geração atual e futuro. Ademais, tal característica traz novos desafios tanto para o ambiente do planejamento energético nacional, como para a operação do parque gerador projetado. Portanto, torna-se fundamental avaliar as experiências internacionais de países em elevado estágio de incorporação de geração eólica e solar em suas matrizes energéticas, visto que no Brasil tem ocorrido um aumento progressivo da participação dessas fontes, por meio dos leilões de expansão de geração de energia.

Em países como os EUA e a Alemanha, apesar do elevado avanço das fontes renováveis em suas matrizes energéticas, ainda existe elevada predominância de usinas termelétricas, em percentual da capacidade instalada em operação dos seus respectivos parques geradores.

4 A variabilidade dos recursos eólico e solar

As usinas eólicas e solares fotovoltaicas (UESFs) são as duas principais fontes que vêm sendo adotadas para o cumprimento da meta de participação de renováveis na matriz de geração de eletricidade em escala global. Esses dois tipos de fontes oferecem reduzidos impactos ambientais no que diz respeito às emissões diretas de GEE e, adicionalmente, têm apresentado uma trajetória de preços decrescentes nos leilões de energia, de acordo com a Figura 5, que mostra os dados do relatório Renewable Energy Auctions: Analysing 2016 (IRENA, 2017) [4].

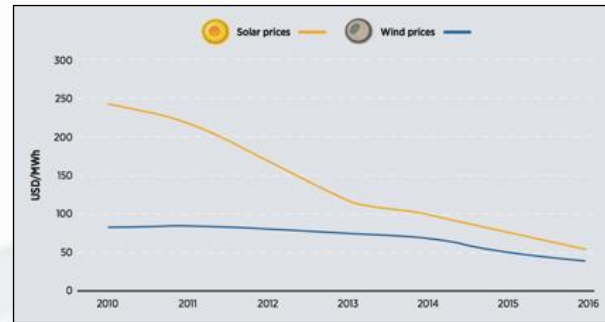


Figura 5: Preços nos leilões de energia entre 2010 e 2016.

O avanço tecnológico e a progressiva redução de preços das UESFs têm impulsionado a penetração dessas modalidades de geração na matriz mundial de suprimento elétrico [5]. Portanto, o custo da energia gerada pelas UESFs tem tornado essas fontes extremamente competitivas, diante das fontes tradicionais de geração como hidrelétricas e termelétricas – em termos de custo nivelado de energia (LCOE) [6].

Ainda com relação ao avanço da geração renovável, incluindo as hidrelétricas, de acordo com os dados do IEO2019, a taxa de crescimento média anual é estimada em cerca de 3,6% para o horizonte de 2050. Outro ponto relevante é o potencial de penetração da energia solar fotovoltaica como geração distribuída, com prática comum do instrumento de incentivo chamado de “*net-metering*”, pelo qual o excedente de energia gerado por determinada unidade consumidora pode ser transformado em crédito (kWh) para a contabilização e a compensação do montante produzido em faturas de energia subsequentes.

Apesar desse cenário de participação crescente de recursos renováveis na matriz de geração de eletricidade mundial, é importante destacar que as UESFs têm característica sazonal, intermitente e de variabilidade horária, inerente à natureza dos recursos primários utilizados para a geração de energia por essas tecnologias. Desse modo, para garantir um fornecimento de energia seguro e confiável, apesar da presença marcante das UESFs, o sistema elétrico requer capacidade adicional para manter sua operação, mesmo nos momentos nos quais os recursos renováveis tenham reduzida ou nenhuma disponibilidade produtiva.

Sabe-se que a geração de energia de uma usina eólica depende fundamentalmente do perfil de vento do local escolhido para a instalação do parque gerador. Logo, a característica de produção de determinada usina estará sujeita a variações de montantes consideráveis, a depender da sua localização geográfica (posição e altura), do comportamento sazonal dos ventos, que determinam disponibilidades de recurso intradiária e horária distintas, além da influência da disposição física dos aerogeradores na região de instalação do parque eólico [7]. O perfil típico de produção de energia dessa categoria de usina respeita uma velocidade mínima do vento para iniciar a sua geração (*cut-in wind speed*), a partir da qual a turbina aproveita a energia cinética do vento. Quando a velocidade do vento alcança o valor de projeto (*rated wind speed*), a produção da usina é maximizada e a potência é então injetada na rede em condição nominal (*rated power*). Em situações de ventos

muito superiores à faixa estabelecida para o projeto da turbina, a máquina é retirada de operação (*storm-protection shutdown*), interrompendo a produção de energia do aerogerador (*cut-off wind speed*).

No que diz respeito à fonte solar fotovoltaica, um aspecto importante é o seu comportamento característico ao longo das horas do dia, indicando um potencial de energia relacionado à irradiação solar incidente em determinado horário e região escolhida para a disposição física dos painéis fotovoltaicos. Portanto, de maneira análoga à usina eólica, as oscilações na produção de uma usina solar sofrem influência da localização do sítio de produção, da época do ano e do horário do dia. Além disso, existe a incerteza na produção ocasionada pela presença de nuvens sobre a região de instalação dos projetos. Um perfil esperado de geração elétrica, em base horária, de uma instalação fotovoltaica típica pode ser simplificada representado dentro do intervalo compreendido entre sete horas da manhã e seis horas da tarde, com o pico de produção atribuído ao horário do meio dia, caracterizado pela maior incidência da irradiação solar [8].

Uma vez caracterizada a produção das fontes de geração eólica e solar, é fundamental destacar o efeito esperado do conjunto dessas usinas de produção variável na oferta de energia elétrica quando conectadas a um sistema interligado. Reitera-se que, sob certas circunstâncias, dependendo da sobreposição dos efeitos das indisponibilidades produtivas das UESFs em determinados períodos do dia, os montantes de potência que precisam ser compensados por outros recursos presentes no sistema elétrico são incertos, devido à variabilidade de produção das UESFs [9] [10].

Para exemplificar a magnitude do impacto da sazonalização horária de produção solar para um sistema elétrico, a Figura 6 disponibiliza algumas curvas diárias verificadas pelo operador de rede elétrica da Califórnia – California Independent System Operator (CAISO), durante um dia típico de primavera no hemisfério norte [11]. No estudo apresentado pelo CAISO, as curvas diárias são extrapoladas a partir de uma perspectiva futura do sistema e, conseqüentemente, de maior participação das renováveis de produção variável, em particular a solar fotovoltaica. O perfil de carga resultante é conhecido como “*duck curve*” e mostra uma alteração na característica da curva líquida de atendimento à demanda de eletricidade, ou seja, demanda remanescente após a consideração da geração das fontes renováveis.

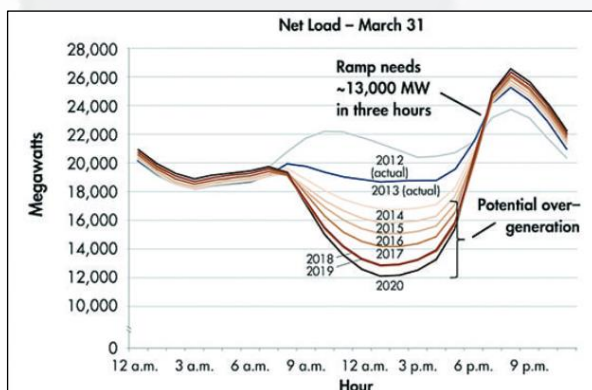


Figura 6: Curvas típicas de atendimento à demanda no CAISO.

Nesta projeção explorada pelo CAISO, de forma geral, os horários de maior contribuição da geração das UESFs ocorrem entre as nove horas da manhã e as cinco horas da tarde. Durante esse intervalo de tempo, o sistema elétrico requer um menor despacho de fontes complementares para o suprimento da demanda líquida de eletricidade. Observa-se, no entanto, que a partir das cinco horas da tarde, a variação de potência, que deve ser compensada pelas fontes com capacidade firme de geração, fica bastante evidenciada. Na curva mostrada no estudo, o acionamento de uma rampa de potência da ordem de 13.000 MW é indicada e requerida dentro de um intervalo de três horas.

Outra região com participação crescente de UESFs é o Texas, nos EUA. Em 2015, as eólicas já respondiam por cerca de 16 GW e, portanto, equivalente a 18% da capacidade instalada total administrada pelo operador independente da região – Electric Reliability Council of Texas (ERCOT). Por conta dessa presença significativa, principalmente de usinas eólicas, métricas adicionais para o planejamento do sistema elétrico estão sendo avaliadas e incorporadas pelo operador, entre elas: quantidade, magnitude e duração das rampas de potência requeridas pelo sistema elétrico, além da maior discretização temporal para determinar o despacho econômico no sistema, realizado a cada cinco minutos [12].

5 Armazenamento de energia em sistemas hidrotérmicos tradicionais

Em sistemas hidrotérmicos tradicionais, as usinas hidrelétricas e termelétricas podem, dentro de determinados limites operativos e de armazenamento de seus recursos (água ou combustível fóssil), gerenciar sua produção, com base nas condições de despacho programadas pelo operador do sistema elétrico. Assim sendo, elas podem oferecer a garantia da disponibilidade dos seus recursos para o atendimento da demanda elétrica, mesmo nos momentos de produção desfavorável das fontes de recursos variáveis. Desse modo, o sistema interligado que possua usinas hidrelétricas com capacidade de regularização ou usinas termelétricas, pode desempenhar maior flexibilidade operativa durante os instantes de escassez de recursos das UESFs [13] [14].

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza o despacho hidrotérmico das usinas constituintes do Sistema Interligado Nacional (SIN) para suprir a demanda de eletricidade. A operação energética integrada tem como objetivo fazer o uso eficiente dos recursos em determinado horizonte temporal (cinco anos) e, assim, tomar as medidas operativas condizentes com as características e as restrições das fontes de geração e da rede de transmissão nas diferentes regiões do país. Nesse caso, a decisão de despacho de cada usina é centralizada e depende do critério e do risco de não suprimento, atribuídos pelo operador do sistema elétrico [15].

Para caracterizar e exemplificar o *mix* de geração disponível para a operação do sistema pelo ONS, no ano de 2016, o SIN contabilizava parque térmico da ordem de 23 GW de capacidade instalada. Esse montante térmico, se comparado

com a carga média de energia verificada durante o mês de dezembro do mesmo ano, correspondeu a 34% desse valor [16]. Além disso, calculando-se a razão da energia armazenável máxima do SIN, dada a configuração de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização presentes no sistema em 2016, pelo mercado médio verificado em dezembro do mesmo ano, chega-se a um valor de cerca de quatro vezes. Essa relação, considerando o horizonte decenal, tenderá a apresentar valores ainda menores, refletindo a redução na expansão do SIN por meio de usinas hidrelétricas que teriam capacidade de acumulação. A justificativa é baseada na característica de implantação dos projetos que, em sua maioria, estão distantes dos centros de carga e tendem a apresentar restrições ambientais mais severas do ponto de vista de licenciamento.

Em comparação com outros sistemas elétricos, segundo os dados do U.S. Energy Information Administration (EIA), a título de exemplo, os EUA registraram capacidade instalada termelétrica da ordem de 950 GW em 2015, baseada em combustíveis fósseis como carvão, derivados do petróleo e gás natural, além da energia nuclear. A capacidade instalada do parque termelétrico norte-americano, se contrastada com o mercado médio mensal em dezembro do mesmo ano, correspondeu ao dobro do consumo verificado no mês, uma vez que foram contabilizados aproximadamente 435 GW médios [17]. A capacidade instalada termelétrica integrada ao sistema elétrico dos EUA reforça a elevada reserva de geração térmica adotada na operação eletroenergética daquele país.

Outro exemplo que pode ser mencionado é o sistema elétrico da Alemanha. Com base nos dados da AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur, também relativos ao ano de 2015, a capacidade instalada termelétrica no país contabilizou aproximadamente 93 GW, incluindo térmicas movidas a gás natural, carvão, derivados de petróleo, além de nuclear. O mercado médio de 58 GW, carga do sistema para o mês de dezembro do mesmo ano, representou em torno de 60% da capacidade total do parque térmico instalado no país [18].

6 Características de termelétricas e de armazenamentos de energia

As usinas termelétricas apresentam-se como uma das alternativas disponíveis para suportar a incorporação crescente das fontes renováveis intermitentes na matriz de geração de energia elétrica mundial. Além de ser uma tecnologia madura, esse tipo de empreendimento tem parcelas de custos fixos e variáveis já bem caracterizadas. Os custos variáveis dependem da tecnologia aplicada e são relacionados ao tipo de combustível. Em relação ao uso do gás natural, é importante ressaltar que os investimentos na rede de transporte e distribuição do combustível são essenciais para garantir a disponibilidade operativa dessa modalidade de usinas [19].

Na Tabela 1, alguns atributos são informados por tipo de tecnologia de geração termelétrica, de acordo com Klimstra

et al. (2011) [8]. As características operativas, os custos de investimento, bem como os tempos de implantação demandados por cada tipo de empreendimento diferem significativamente. Um atributo relevante, dadas as políticas energéticas das nações integrantes do acordo de Paris e que visam a mitigar as emissões de GEE, é a taxa de produção de CO₂ por energia gerada. Dentre as tecnologias aqui listadas, a menor estimativa é associada às usinas a gás, 370 g/kWh quando operando em ciclo combinado. No caso das usinas nucleares, as emissões são nulas.

Tabela 1: Características operativas – usinas termelétricas.
(Fonte: Adaptado Klimstra [8])

Atributos	Unidade	C*	N*	GCC*	GCA*
Investimento	EUR/kW	1500	3000	750	500
Eficiência	%	40	33	55	47
Custo O&M	EUR/MWh	10	10	10	10
Emissão CO ₂	g/kWh	820	-	370	450
Tempo de implantação	meses	40	60	24	12
Tempo de partida	minutos	300	300	5	1
Taxa de rampa	%/minuto	3	3	3-5	20

(*) C: carvão, N: nuclear, GCC: gás ciclo combinado e GCA: gás ciclo aberto

O nível de eficiência das turbinas a gás alcança valores da ordem de 55%. Já com relação ao tempo de sincronização da geração, as térmicas a gás têm tempos variando em média de um a cinco minutos e, adicionalmente, a taxa de tomada de carga, em percentual da capacidade instalada da usina e medida em minutos, está compreendida entre 3% por minuto a 5% por minuto no caso das térmicas a ciclo combinado e, em torno de 20% por minuto nas termelétricas operando em ciclo aberto.

No que diz respeito ao armazenamento de energia, as opções aqui descritas são as usinas reversíveis e as baterias eletroquímicas [8] [20]. Porém, outras tecnologias de armazenamento de energia também são estudadas atualmente. Dentre elas, destacam-se aquelas baseadas em ar comprimido e hidrogênio [20] [21].

Um primeiro dado que deve ser enfatizado na Tabela 2 é a estimativa de custo de investimento para o caso das baterias, superior a 1.800 EUR/MWh, conforme citado por Klimstra *et al.* (2011) [8]. Já os custos de investimento para as usinas reversíveis são bastante sensíveis ao sítio selecionado para sua instalação, além das características de regularização requeridas pelo reservatório associado ao projeto da usina. Outro atributo que merece ser destacado em termos de flexibilidade operativa é o tempo de rampa. Para as usinas reversíveis, o tempo de rampa está compreendido entre 15 s e 60 s. Já para as baterias, o atributo é considerado instantâneo.

Tomando como referência a Tabela 2, a usina reversível tem um longo tempo de vida do empreendimento, estimado em cem anos. As baterias têm seu tempo de vida útil designado em ciclos, dependente, portanto, do tipo de aplicação para a qual será empregada. Quando operam acopladas às fontes intermitentes, adota-se o tempo de 2.000 ciclos como vida útil dos componentes desempenhando a função de armazenamento. Em relação à eficiência, o armazenamento baseado em baterias tem um percentual de perda relacionado ao tempo pelo qual a energia permanece estocada no sistema. O valor gira em torno de 10% a cada dia.

Tabela 2: Características operativas – usinas reversíveis e baterias.
(Fonte: Adaptado Klimstra [8])

Atributos	Unidade	REV*	BE*
Investimento armazenamento	EUR/kWh	30-60	150-400
Investimento	EUR/kW	750-1000	> 1800
Eficiência global (Carga/Descarga)	%	75-85	< 85
Tempo de rampa	s	15-60	0
Perdas	%/dia	-	1-10
Custo O&M	% do Investimento	< 2	10
Tempo de vida	anos/ciclos	100 anos	2000 ciclos

(*) REV: usinas reversíveis, BE: baterias eletroquímicas.

7 O mercado de energia elétrica no Brasil

O mercado de energia elétrica do Brasil contempla dois ambientes distintos de contratação

- O ambiente de comercialização de energia regulado (ACR), no qual as distribuidoras são responsáveis por contratar 100% das suas cargas previstas, por meio de leilões de energia, onde os preços são regulados;
- O ambiente de livre contratação de energia (ACL), dedicado à participação de geradores, consumidores livres e comercializadores, no qual são firmados contratos com preços negociados bilateral e livremente, de acordo com o perfil de cada consumidor.

Nesses ambientes de contratação, a expansão da capacidade de geração tem sido pautada por modalidades contratuais que adotam, basicamente, duas premissas de alocação de riscos, quais sejam:

- i. Contratos por quantidade, cujos riscos de produção de energia recaem sobre os agentes geradores; e
- ii. Contratos por disponibilidade, pelos quais os riscos oriundos das variações nas quantidades ofertadas, são assumidos pelos agentes compradores, ou seja, pelos consumidores do ambiente cativo.

Ademais, sob a ótica do mercado, os contratos negociam somente o produto energia, que pode ser ofertado em quatro regiões do país: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. É importante lembrar que está em curso a simulação de preços em base horária no mercado de curto prazo do Brasil, de acordo com a Portaria N.º 466, de 17 de novembro de 2017 [22] e que, em reestruturação recente, foi implantado o despacho hidrotérmico horário nos procedimentos da programação da operação pelo ONS [23].

Na atual estrutura do setor elétrico nacional, a demanda exclusiva de energia funciona como o indutor da expansão da capacidade de geração do sistema. Por outro lado, essa modalidade de expansão, que valora economicamente o benefício energético mensal de determinada fonte para o sistema elétrico, não tem sido suficiente para estimular a implantação de nova capacidade firme para o fornecimento de energia elétrica. Além disso, a participação das fontes renováveis na matriz de oferta de eletricidade é crescente e espera-se alteração da curva de demanda que é solicitada ao sistema elétrico interligado, como exemplificado nas projeções de cargas líquidas estudadas em outros sistemas elétricos mundiais (Figura 6).

No contexto de evolução do *mix* de geração que vem ocorrendo em diversos países, também é necessária a adequação das metodologias de quantificação e precificação dos serviços e produtos associados às tecnologias de geração [24].

Por isso, na Seção 6, alguns atributos operativos foram enfatizados, considerando cada uma das fontes de geração, sejam elas baseadas em tecnologias termelétricas, hidrelétricas reversíveis ou baterias. Sob esse aspecto, salienta-se que mesmo as fontes renováveis eólica e solar fotovoltaica podem contribuir mediante o provimento de distintos serviços ancilares para o sistema elétrico, quais sejam: regulação de tensão, de frequência e de potência reativa, bem como conferindo estabilidade transitória e a pequenos sinais – “*governor response*” e inércia sintética [25].

Considerando os exemplos dos sistemas elétricos do CAISO e do ERCOT citados anteriormente, nota-se que ambos têm buscado adaptar os seus mecanismos de avaliação da operação e da expansão, valorando os atributos operativos inerentes a cada tecnologia de geração, bem como as suas disponibilidades produtivas.

A título de informação complementar sobre os mercados de eletricidade mais maduros, como é o caso da CAISO, a energia é comercializada em um mercado distinto daquele estruturado para os serviços ancilares, que negociam atributos como: a regulação de frequência e de tensão e a potência reativa, além da reserva de capacidade. No caso do ERCOT, em 2014, também foi iniciada uma discussão para a adaptação dos serviços ancilares com o intuito de acompanhar a evolução do parque gerador da região, atualmente, com participação expressiva de plantas eólicas. Assim como outros sistemas elétricos, no ERCOT, existia o legado de serviços ancilares baseado nas tecnologias tradicionais de geração: hidrelétricas e termelétricas. Como consequência da nova característica da oferta de geração,

mais opções de serviços ancilares foram propostos, tais como: *regulation up/down*, *fast frequency responses*, *contingency reserves* e *supplemental reserves* [26].

Nessas duas regiões dos EUA que foram exemplificadas, o despacho econômico adotado visa a garantir os índices de confiabilidade requeridos pelos respectivos operadores do sistema (CAISO e ERCOT), com suprimento à carga de forma segura e promovendo eficiência na oferta por serviços por meio da alocação dinâmica de custos (condições operativas atualizadas em escala sub-horária).

8 Conclusão

A composição da matriz energética mundial está orientada para uma participação crescente e em ritmo acelerado de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, como apontado nas projeções do IEO2019 e, em escala nacional, do PDE2029.

De um lado, é notado o papel do desenvolvimento tecnológico no suporte a viabilização das fontes renováveis com característica de produção variável, como pôde ser observado no histórico de preços decrescentes praticados por essas fontes frente às outras usinas de geração de energia elétrica. Por outro lado, em termos de mecanismos de mercado, destaca-se o papel dos governos e dos órgãos planejadores na medida em que instituíram modelos para incentivar a comercialização de energia desses empreendimentos por meio de modalidades contratuais como: *feed-in tariff*, certificados de energia (*green certificates*) e leilões por quantidade. Este último mecanismo tem sido empregado nos certames denominados de reserva, orientando, nos últimos anos, a expansão de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro.

Uma matriz de geração de eletricidade formada a partir de um elevado percentual de participação de fontes renováveis eólica e solar e, operando em condições favoráveis de disponibilidade de seus recursos, promove uma alteração do despacho das usinas do SIN. Em virtude dessa evolução do parque gerador, apesar das fontes despacháveis, em muitos momentos, reduzirem as suas participações percentuais na curva de oferta instantânea do sistema elétrico, a confiabilidade do sistema deve ser assegurada pelos geradores que têm capacidade firme e controlável de produção mesmo durante esses períodos. Portanto, os atributos das fontes de geração que permitem flexibilidade operativa ao sistema precisam ser estimulados e valorados nas relações contratuais, com reflexos sobre os mecanismos de comercialização de energia vigentes no modelo regulatório brasileiro.

Além da transformação do parque gerador que ocorre em diversos países, percebe-se também a evolução dos seus mercados de eletricidade, com a finalidade de melhor gerenciar a variabilidade de produção das UESFs. Daí a importância de avaliar as experiências internacionais que se encontram em diferentes estágios de implantação, adaptando as melhores práticas às realidades físicas e regulatórias de cada sistema elétrico.

A mitigação de emissões de GEE pelo emprego de fontes renováveis de produção variável também deve estar

associada à viabilização de reservas de capacidade de potência que respondam adequadamente às sinalizações de flexibilidade operativa para um fornecimento seguro e eficiente de energia elétrica.

Referências

- [1] Stram, B. N. "Key challenges to expanding renewable energy". Energy Policy 2016, 96:728-734.
- [2] U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2019. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>, (acesso em 18.03.2020).
- [3] Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. URL: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>, (acesso em 10.01.2020).
- [4] IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. URL: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=3806>, (acesso em 22.07.2017).
- [5] Pereira, M.G., Camacho, C.F., Freitas, M.A.V., Silva, N.F., "The renewable energy market in Brazil: current status and potential". Renewable and Sustainable Energy Reviews 2012; 16:3786-3802.
- [6] IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2017. URL: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>, (acesso em 20.03.2020).
- [7] Mummey, J. F. C. Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica. Tese de Doutorado, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE-USP), 2017.
- [8] Klimstra, J., Hotakainen, M. "Smart power generation – the future of electricity production". Helsinki: Avain, 2011.
- [9] Goop, J., Odenberger, M., Johnsson, F. "The effect of high levels of solar generation on congestion in the European electricity transmission grid". Applied Energy 2017;205:1128-1140.
- [10] Auer, H., Haas, R. "On integrating large shares of variable renewables into the electricity system". Energy 2016;115-3:1592-1601.
- [11] U.S. California Independent System Operator. "What the duck curve tells us about managing a green grid". <http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf>, (acesso em 20.03.2017).
- [12] C. Anderson and J. Matevosyan, "Flexibility studies in system planning at ERCOT," 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, 2017, pp. 1-5.
- [13] Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Panapakidis, I. P. "Impact of the penetration of renewables on flexibility need". Energy Policy 2017; 109:360-369.
- [14] Brouwer, A. S., Broek, M., Zappa, W., Turkenburg, W.C., Faaij, A. "Least-cost options for integrating intermittent

- renewables in low-carbon power systems". *Applied Energy* 2016; 161:48-74.
- [15] Ferreira, P. G. C., Oliveira F. L. C., Souza, R. C. "The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector". *Energy Economics* 2015; 49:328-335.
- [16] Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco Nacional de Informações de Geração. URL: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, (acesso em 21.03.2017).
- [17] U.S. Energy Information Administration. Electric Power Monthly, Net Generation by Energy Source: Total (All Sectors), 2007-May 2017. URL: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_1_01, (acesso em 06.04.2017).
- [18] Fraunhofer ISE. Net Installed Electricity Generation Capacity in Germany. URL: <https://www.energy-charts.de/index.htm>, (acesso em 22.07.2017).
- [19] Ferraro, M. C., Hallack, M. "The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in coordinating new investments". *Energy Policy* 2012; 50:601-612.
- [20] Klumpp, F. "Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies – Potential, cost-comparison and ranking". *Journal of Energy Storage* 2016; 8:119-128.
- [21] Pierpoint, L. M. "Harnessing electricity storage for systems with intermittent sources of power: Policy and R&D needs". *Energy Policy* 2016; 96:751-757.
- [22] MME, Ministério de Minas e Energia. Questões sobre a implantação do preço horário no mercado de curto prazo. URL: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultaspublicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=42&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp, acesso em (12.05.2018).
- [23] MME, Ministério de Minas e Energia. Questões sobre a implantação do preço horário no mercado de curto prazo. URL: http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageId=pt_BR, acesso em (19.03.2020).
- [24] Bejerano, J. B., Baute, E. T. "Impacts of intermittent renewable generation on electricity costs". *Energy Policy* 2016;94:411-420.
- [25] MacDowell, J., Dutta, S., Richwine, M., Achilles, S., Miller, N. "Serving the Future". *IEEE Power & Energy Magazine* 2015; 1540-7977:22-30.
- [26] Matevosyan, J., Sharma, S., Huang, S.-H., Woodfin, D., Ragsdale, K., Moorthy, S., Wattles, P. Li, W. "Proposed future ancillary services in electric reliability council of Texas". *IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015*, pp. 1-6.