

Aspectos econômicos do mercado de energia elétrica e a intermitência de fontes renováveis

RAFAEL MARCUZZO

UFSC UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

MAURICIO URIONA MALDONADO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

CAROLINE RODRIGUES VAZ

UFSC UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

Aspectos econômicos do mercado de energia elétrica e a intermitência de fontes renováveis

Rafael Marcuzzo; Mauricio Uriona Maldonado; Caroline Rodrigues Vaz
(rafael.marcuzzo@gmail.com; m.uriona@gmail.com; caroline.vaz@ufsc.br)
Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica surgiram há mais de um século, na maioria dos países desenvolvidos ou em desenvolvimento, a partir de um modelo tecnológico eletromecânico muito semelhante ao atual (exceto pelo sistema fotovoltaico). Inicialmente, esses sistemas eram constituídos por pequenas usinas localizadas próximas aos pontos de consumo; depois, evoluíram para usinas de maior porte, localizadas relativamente longes dos centros de consumo; na sequência, os sistemas elétricos começaram a se interligar e tornaram-se grandes e complexos, com dimensões nacionais ou até continentais (TOMALSQUIM; MOROZOWSKI, 2019).

A tradicional metodologia de planejamento dos sistemas elétricos originou-se na década de 70 e consolidou-se durante os anos 80, sob contexto monopolista e verticalizado. O financiamento do setor era feito por fundos públicos, apenas. Já nos anos 90 começaram (mais fortemente) esforços globais para reestruturação do setor elétrico em busca de um ambiente de negócios competitivo. Consequências importantes desses esforços foram a adaptação da regulamentação técnica e econômica às novidades tecnológicas e aos mercados competitivos. A forma tradicional de planejamento também teve que ser adequada às novas regras de investimento e de comercialização, não só da energia, mas também dos empreendimentos atrelados (RAMOS et al., 2020).

A privatização das concessionárias, junto com a desregulamentação do mercado, criou uma situação inédita, de alto risco, em termos de retorno, e de alto grau de incerteza, em termos de mercado. Para piorar, essa transição do regime de monopólio para o competitivo não foi concluída em muitos países (apesar de ser implementada por ato legislativo na maioria dos casos), criando um regime de mercado híbrido que dificultou o processo de aprendizado e isso atrapalhou a adaptação gradativa dos gestores e reguladores ao novo ambiente de negócios, que busca maior participação das renováveis (DORMADY et al., 2019).

Mesmo com dificuldades, a integração dos mercados de eletricidade se espalha sob a tendência mundial de liberalização econômica devido aos avanços na inovação tecnológica. Enquanto algumas regiões se saem melhor do que outras, as lições políticas e técnicas destacam os desafios que precisam ser superados nas reformas elétricas, como a melhor integração das novas tecnologias energéticas. Os percalços se devem a natureza lenta dos regimes regulatórios não estar equipada para acompanhar o ritmo dos modelos de negócios em rápida evolução com as energias renováveis (OCHOA; DYNER; FRANCO, 2013).

O aumento do uso de fontes renováveis de energia (FREs), como a eólica e a solar fotovoltaica (FV), tem como objetivo suportar a demanda que vem crescendo rapidamente, mas com sustentabilidade. Esse crescimento acelerado é atribuído ao aumento da população global e a maior eletrificação da economia, principalmente na indústria, serviços, transportes, edificações e outras utilizações domésticas (IEA, 2019). Um maior crescimento no consumo de energia elétrica coloca ainda mais desafios aos operadores dessa indústria, independentemente de sua posição na cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização), bem como às autoridades reguladoras.

A FV tem sido a tecnologia de energia renovável que mais cresce no mundo, principalmente devido a sua relativa versatilidade de instalação e operação, como por exemplo em telhados residenciais e comerciais, estacionamentos e inclusive sobre a água, como sistemas flutuantes (IEA, 2020; COMELLO; REICHELSTEIN; SAHOO, 2018). O aumento da geração distribuída (GD) com uso de sistemas FV traz novas complexidades a operação de redes elétricas devido a sua intermitência temporal (gera energia durante o dia). Essa situação está tomando proporções nunca antes vistas e requer uma maior coordenação tecnológica e regulamentar em mercados de todo o mundo (KELLY; SEN; TATARI, 2020; KETZER et al., 2020).

As experiências internacionais de mercados de energia elétrica demonstram que os novos rumos nos contextos operacional e econômico do efeito intermitente das FREs podem levar a decisões políticas equivocadas, restrições financeiras e catástrofes ambientais (AGOSTINI et al., 2019). Diante desse cenário desafiador, a construção contínua de uma base de conhecimento sobre o funcionamento de mercados de energia elétrica pode auxiliar na prospecção e inovação tecnológicas sustentáveis, como o aumento da geração distribuída por fontes solares fotovoltaicas GDFV, de interesse da sociedade e indústria (DORMADY et al., 2019).

1.1 Problema de pesquisa e objetivos

O uso de combustíveis fósseis para geração de energia é uma das principais causas de emissões de poluentes atmosféricos, como o dióxido de carbono, e tem levado muitos países a se preocuparem e agirem para evitar previsíveis efeitos desastrosos ao meio ambiente, como o aquecimento global (NERINI et al., 2018). No sentido de precaver o planeta dos malefícios de uma sociedade intensiva em carbono, novas tecnologias e práticas de gestão e eficiência energética seguindo o Acordo de Paris estão sendo formuladas para atender a metas de sustentabilidade (IRENA; IEA; REN21, 2018). Os mercados e políticas energéticas acabam tendo que lidar com essa necessidade de mudanças urgentes e complexas (como a GDFV) fortemente atreladas ao aumento global na demanda de energia, principalmente a elétrica (CAVALLO; EICHENGREEN; PANIZZA, 2018; DAĞ et al., 2017).

As pesquisas apontam que fatores específicos, como a falta de convergência política, a diversidade tecnológica e a variabilidade espacial, tornam complexa a tarefa de otimizar o mercado de energia elétrica. A intermitência temporal das FREs e seus impactos na rede elétrica e até fatores astronômicos também são influenciadores na organização mercadológica. Fatores regulatórios adicionam-se ao desafio que países e agentes do setor elétrico estão enfrentando, criando por vezes mercados com pouca eficiência econômica e ambiental. Uma melhor compreensão sobre o arranjo desses fatores complexos é essencial para contribuir com melhores entendimentos e propiciar *insights* sobre maior sustentabilidade do mercado de energia elétrica diante da intermitência das FREs (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2019; BURGUER et al., 2017; SÁNCHEZ MIRANDA, 2018).

Este artigo buscou explorar e discutir o funcionamento do mercado de energia elétrica analisando a energia solar fotovoltaica (FV) sob olhar da intermitência temporal. Para atingir esse objetivo geral, o caminho operacional escolhido foi conduzir uma pesquisa com caráter exploratório e descritivo e abordagem qualitativa.

A pesquisa exploratória buscou conhecer melhor o tema caracterizando a dinâmica mercadológica da energia elétrica e a pesquisa descritiva buscou trazer maior profundidade sobre como a inserção de uma nova tecnologia pode modificar economia e meio ambiente. A abordagem qualitativa, por sua vez, buscou auxiliar a formação das perspectivas de caráter explicativo trazendo consigo atenção aos aspectos mais subjetivos (MARCONI; LAKATOS, 2004).

Para operacionalizar o estudo foram analisadas referências heterogêneas contidas nas bases de dados Web of Science, Scopus e Google Scholar, e também foram analisados relatórios de agências governamentais e de associações não-governamentais. Essas fontes formaram um banco de dados homogêneo no tocante ao tema sendo estudado e habilitaram criar uma estrutura conceitual descritivo-exploratória.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Mercados de energia elétrica

Mercados são mecanismos aonde compradores e vendedores realizam negócios. Os principais mercados para facilitar o comércio de eletricidade, operados por agentes controladores e reguladores, compreendem os mercados do dia seguinte (*day-ahead market*), de capacidade (*capacity market*) e intradiários (*intraday markets*), dependendo da forma de controle de resposta da demanda requerida (STAGNARO, 2017). A atividade comercial no mercado intradiário de eletricidade aumentou significativamente nos últimos anos, em parte por uma parcela crescente de energia renovável (principalmente das fontes eólica e FV), que requer que os geradores de energia compensem os erros de previsão em sua produção devido a intermitência temporal. As renováveis exigem um mercado contabilizado mais próximo possível do tempo real, pois são intermitentes, não são armazenáveis a baixo custo, causam variação na demanda da rede e também produzem muitos “nós” na operação do sistema integrado, aumentando a complexidade de gerenciamento do sistema elétrico (ZHANG et al., 2018).

A eletricidade adquirida nos mercados *day-ahead*, com base nas previsões de demanda das carteiras de clientes (geralmente baseadas em padrões climáticos e históricos) é equilibrada com a oferta e demanda em *capacity markets*. Na prática, os desequilíbrios são moderados pelo uso de armazenamento (reservatórios ou biomassa) de alto custo ou fornecimento convencional de aceleração rápida, por exemplo, turbinas a gás. No entanto, o pico crescente e a volatilidade geral da demanda (acentuada pelas FREs) resultam no aumento dos custos de balanceamento para os varejistas e estão ainda mais associados ao aumento das emissões de CO₂ (KIRSCHEN; STRBAC, 2018).

Capacity market é um tipo de garantia pedida ao fornecedor para reservar apenas o que é preciso e ocorre através de leilões nos quais todo o fornecedor de eletricidade competirá em termos de custo interno pela entrega de um megawatt. Nesse custo interno, há o CAPEX (despesas de capital) e o OPEX (despesas operacionais). Esses mercados de capacidade sugerem leilões para o requisito de recursos futuros para que novas capacidades possam ser adicionadas conforme necessário. Porém, esses mercados não são considerados eficientes para atender aos custos fixos de todas as regiões (DA SILVA LEITE; DE CASTRO; TIMPONI, 2013).

Um outro artifício mercadológico diz respeito a criação de preços de escassez, projetados para atender demandas de curto intervalo de tempo e manter os padrões de confiabilidade, buscando fornecer receita para usinas de geração que atendem a demandas de curto intervalo de tempo. No entanto, são muito caros e podem aumentar o preço da energia quando usados com muita frequência. Outra causa para a inadequação de recursos e receitas insuficientes é o preço negativo. As usinas de combustíveis fósseis, como as de carvão, devem operar continuamente para evitar custos de inicialização, mas quando param e tem que recomençar, os custos são maiores do que os previstos a pleno funcionamento. Portanto, as usinas de combustíveis fósseis devem suportar preços negativos. Além disso, o preço negativo causa mais perda de receita para as usinas de combustíveis fósseis, que costumava ocorrer

principalmente durante a noite, mas agora também ocorre durante o dia devido à alta penetração de FREs como a GDFV (BIGGAR; HESAMZADEH, 2014).

O aumento no uso da GDFV também desencadeou uma nova tendência de redesenhar os mercados de eletricidade como mercados centrados no consumidor e baseados em abordagens ponto a ponto (P2P, do inglês *peer to peer*) com negociações bilaterais. Esse mercado bilateral permite a diferenciação do produto energia elétrica, significando que os participantes do mercado podem expressar ativamente preferências sobre o tipo e a qualidade da energia que irão trocar (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2019). A complexidade resultante da integração em larga escala de agentes proativos desafiou a viabilidade de gerenciar centralmente os recursos da rede em um ambiente de sistema de distribuição e motivou estruturas descentralizadas para coordenar as transações. As estruturas descentralizadas existentes são focadas principalmente no projeto de mecanismos de transação (por exemplo os PPAs, do inglês *power purchase agreements*). Entretanto, sem a construção de mercados formais e de abordagem computacionalmente viável para liquidação de mercado para um grande volume de transações, não há garantias de segurança da operação da rede nesse formato (BEDOYA et al., 2019).

2.2 Modelos de geração e precificação

No que concerne ao despacho, formação do preço e nível de operação das atividades comerciais dos agentes do setor elétrico, existem basicamente duas correntes mercadológicas: a *pool* (*loose* e *tight*), mais centralista (adotada pelo Reino Unido e Brasil), e a bilateral, mais liberal (adotada nos EUA, como por exemplo a Califórnia). É importante salientar que não há como um mercado ser puramente bilateral, pois a eficiência econômica estaria exclusivamente nas mãos dos agentes de mercado; modelos mistos são, portanto, mais comuns (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2019; DE CASTRO et al., 2014).

O modelo *loose pool* reina mais na Itália, Colômbia e Inglaterra, países com matriz energética formada basicamente por termelétricas e, dessa forma, os preços são mais previsíveis se comparado com uma matriz energética hidrotérmica. Nesse caso das termelétricas, o insumo que gera energia é um combustível (gás natural, óleo, carvão e etc.) cujo preço é conhecido. Dessa forma, o custo da geração é explícito. Já no caso da matriz hidrotérmica, o cálculo do custo da geração envolve diversas variáveis relacionadas a hidrologia, o que torna o processo complexo (KHORASANY; MISHRA; LEDWICH, 2019).

Ainda sobre o modelo *loose pool*, geradores e consumidores fazem propostas dos volumes e preços para os quais estão preparados para lidar com. Dessa forma, tanto do lado da oferta quanto da demanda existem pontos de interseção que definirão os preços de compra e venda. Uma das vantagens desse modelo é que, teoricamente, o próprio mercado se auto-regula, uma vez que somente haverá operações caso haja consumidores dispostos a pagar pelo preço ofertado por uma determinada geradora e vice-versa. Esse modelo *loose pool* de despacho estimula um equilíbrio nos preços de compra e venda no mercado, pois consumidores optam por pagar tarifas mais baixas, ao passo que os geradores não têm flexibilidade para aumentar substancialmente os preços, levando à convergência entre os preços da oferta e da demanda e, portanto, a preços estabelecidos pelo mercado (DE CASTRO et al., 2014).

No modelo *tight pool* o preço da energia é definido por uma instituição independente com base no custo marginal da operação do sistema em decorrência do aumento marginal da demanda. Nesse modelo, o custo da geração leva em consideração a possibilidade de a demanda por energia ficar aquém da capacidade de oferta das hidrelétricas. Se assim fosse, o sistema deveria solicitar o despacho das usinas térmicas, aumentando emissões de poluentes e encarecendo a geração. Se as térmicas fossem frequentemente utilizadas para manter os reservatórios das hidrelétricas cheios, mesmo em períodos de condições hidrológicas

favoráveis, no futuro poderia ser necessário verter água, o que seria desperdício de energia. Além disso, gerir o sistema dessa forma encarece o custo da tarifa da energia (DE CASTRO et al., 2014).

Cada etapa do setor de energia depende de investimentos específicos para a obtenção de um produto final de qualidade e de confiabilidade, razão pela qual a regulação da indústria tem tratamento diferente a cada tipo de segmento. Mais especificamente, é importante conhecer o comportamento dos custos de expansão, operação e manutenção de uma rede elétrica, cuja demanda afeta praticamente toda a economia por diversos segmentos. A conceituação e o uso do conceito de custos marginais (CM) são úteis para tanto (FORTUNATO et al., 1990).

Para uma determinada quantidade de um bem, o ponto do preço na curva da demanda permite determinar o valor, ou utilidade marginal (em uma relação econômica a utilidade marginal decresce à medida que se consome mais uma unidade) para os consumidores para essa unidade de produto. Ele indica a quantia que um consumidor estaria disposto a pagar por aquela unidade específica do bem: o seu custo marginal (CM). CM pode ser entendido como o aumento de custo total devido ao aumento de uma unidade de produção, admitindo que no curto prazo somente os custos variáveis alteram o valor da produção (FERGUSON, 1999). Quando o custo fixo não varia, o CM é apenas o aumento no custo variável ocasionado por uma unidade extra do produto. Em outras palavras, o CM é igual a variação no custo total por variação de uma unidade do produto (ARROYO; GALIANA, 2005).

O CM se destaca na função de otimizar a produção e formação de preços e é utilizado tanto no curto como no longo prazo para auxiliar tomadas de decisões empresariais a respeito do volume de produção e planejamento da estrutura de plantas. O CM também se torna útil para planejar a escolha da estrutura de mercado, pois seu comportamento é peculiar para cada estrutura de mercado (concorrência perfeita, monopólio ou oligopólio). Além disso, o conceito de CM também é utilizado no planejamento da expansão e da operação de sistemas geradores em estudos de tarifação e critérios de suprimento e operação ótima do parque gerador. (FORTUNATO et al., 1990).

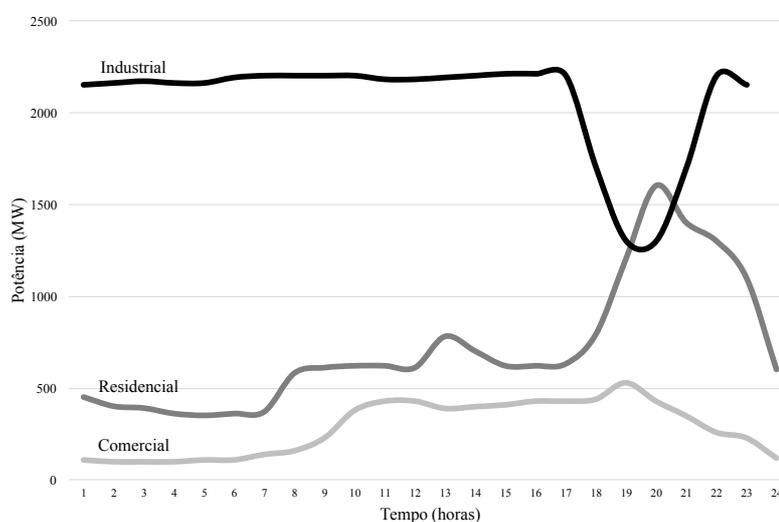
As unidades com menores custos ganham preferência para o despacho, o que leva ao mínimo custo de operação. Esse sistema traz grandes semelhanças com a estrutura de mercado monopolista, com a diferença de que as curvas de custos são substituídas pelos preços de oferta. As livres ofertas ocorrem através de dois mecanismos: o preço marginal do sistema (PMS) e os preços nodais (PN). Nos sistemas baseados no PMS, os geradores despachados por ordem de mérito são remunerados ao preço marginal do último recurso despachado. Assim, todos os geradores são remunerados pelo PMS do gerador mais caro, como em um leilão discriminatório (DA SILVA LEITE; DE CASTRO; TIMPONI, 2013). Nessa lógica, os geradores ofertando preços mais altos que seus verdadeiros custos de produção arriscam não serem despachados no mercado *spot* (operações que são concretizadas na hora). No enfoque PN, os valores de energia em cada ponto do sistema têm que refletir os impactos causados pelo sistema de transmissão e o preço *spot* (neste caso, também denominado preço marginal locacional) baseia-se no princípio que uma unidade de potência tem diferentes preços em diferentes pontos na rede (GOLLOU; GHADIMI, 2017).

Independentemente da estrutura competitiva de um mercado de eletricidade e para quem o operador do sistema trabalha, ele deve buscar agendar geradores para atender à demanda prevista de forma a minimizar o custo total da geração necessária. Esse agendamento geralmente é realizado através do que é conhecido como despacho econômico (LI et al., 2017). O despacho econômico envolve a determinação de uma curva de demanda a partir da carga de previsão, uma curva de oferta a partir dos preços pelos quais os geradores estão dispostos a gerar eletricidade e um conjunto de preços de compensação de mercado entre as curvas de demanda e oferta, que variam diariamente. A demanda varia conforme as características de consumo, que não são muito variáveis, mas têm peculiaridades.

A demanda de clientes varejistas, por exemplo, não é tão previsível quanto a demanda de grandes consumidores, que geralmente são unidades com cargas de demanda maior e mais específicas. Os mercados de varejo de eletricidade, ao contrário dos mercados atacadistas (fortemente regulamentados), estão tendo que lidar com a liberalização para permitir mecanismos econômicos inovadores que facilitem a propagação de incentivos para o lado da demanda (STAGNARO, 2017).

As unidades consumidoras de energia elétrica apresentam características de demanda variável espacial, temporal e por classes de consumo. Por vezes significativas essas variações, por vezes não, de qualquer forma o estudo do comportamento da curva diária de eletricidade é insumo fundamental para planejamento de operações no setor. Exemplos de demandas médias de eletricidade em unidades consumidoras de classes diferentes são comparados na Figura 1.

Figura 1 – Demanda de eletricidade por classe de consumo



Fonte: Baseado em EPE (2019).

Essas curvas são representativas o suficiente, dentro de condições específicas espaciais, para demonstrar que a cada hora do dia há um nível previsto de energia requerida e essas informações auxiliam na estrutura de formação de preços. Os geradores analisam essas informações (assim como os operadores dos sistemas) e fornecem duas informações: a quantidade de energia que eles podem fornecer a cada hora e o preço pelo qual estão dispostos a vender toda essa energia a cada hora (CHAPALOGLOU, 2019).

Em um mercado competitivo, cada gerador faz lances de quanto de sua potência de saída deseja vender e a que preço, fornecendo uma curva de fornecimento individual ao operador do sistema. O operador do sistema é responsável por coletar todas as propostas, organizá-las em ordem crescente de preço e depois descobrir quais usinas elétricas devem ser ligadas e quando. Isso é feito na perspectiva *day-ahead*: geradores fazem seus lances para o dia seguinte e, após algumas horas de funcionamento sistema computacional do operador, são informados se e quando eles deverão ligar no dia seguinte (FOOLADIVANDA et al., 2018).

As operações sofisticadas pelas quais o setor elétrico alcança o balanço dinâmico entre suprimento e demanda são diferentes da operação de qualquer outra indústria no mundo. E essas operações estão passando por uma evolução significativa, principalmente devido a mudanças na regulamentação do mercado para aumentar a concorrência no setor, alterações no preço dos combustíveis utilizados nas usinas de energia convencionais, expansão da geração de energia

renovável e do rigor das regulamentações ambientais sobre as emissões das usinas (RINGLER et al., 2016).

2.3 Gestão de oferta e demanda

Os sistemas interconectados da indústria da eletricidade incluem não só as empresas que geram, transmitem e entregam eletricidade, mas também as empresas que auxiliam e gerenciam suas interações (regulam, fiscalizam, mediam, coordenam, incentivam, etc.), para que o suprimento de energia atenda a demanda de maneira confiável a cada minuto com o menor custo possível. O gerenciamento em tempo real do suprimento de energia e da demanda é necessário porque ao contrário dos combustíveis ainda não há formas econômicas de armazenar grandes quantidades de energia elétrica para uso posterior (KELES, 2013).

A teoria elementar da oferta e demanda prenuncia que o equilíbrio será alcançado, mas não informa a velocidade de conformação devido a alterações na oferta e/ou demanda. Em muitas áreas, alguma forma de "inércia" do preço é postulada para explicar porque quantidades - e não preços - sofrem ajustes no curto prazo, devido a alterações tanto no lado da oferta quanto no da demanda. A oferta deve aumentar os preços até se igualar a demanda, pois ela precisa produzir mais, e para ter uma produção crescente deve-se ter um lucro crescente (este fenômeno é a causa número um de inflação) (BIGGAR; HESAMZADEH, 2014).

O suprimento de energia elétrica deve ser produzido de modo a atender sempre à demanda. Porém, o fluxo de energia elétrica não pode ser controlado da mesma maneira que os fluxos de energia sólidos, líquidos e gasosos. A energia elétrica pode ser colocada na rede e retirada da rede, mas a energia gerada em uma usina específica não pode ser enviada para uma carga específica. Tendo em vista que a energia de uma usina é adicionada à energia elétrica que é fornecida à rede por outras usinas, que a energia é consumida simultaneamente por todas as cargas extraídas da rede e que a energia elétrica viaja na velocidade da luz, qualquer distúrbio pode se propagar rapidamente por toda a rede elétrica; logo, a gestão de oferta e demanda deve estar atenta (SÁNCHEZ MIRANDA, 2018).

Distúrbios na voltagem elétrica e na frequência podem danificar o equipamento elétrico que foi construído para operar em voltagens e frequências específicas. E as interrupções elétricas, mesmo momentâneas, podem levar a grandes perdas financeiras e até colocar em risco vidas. Por isso, o trabalho dos operadores do sistema elétrico é manter o suprimento elétrico equilibrado com a demanda (predizendo o dia seguinte), garantindo ao mesmo tempo a existência de *backups* suficientes do sistema para manter a rede funcionando se geradores ou componentes da rede tiverem que sair da linha ou até falhar. Operar o sistema envolve ainda compartilhar agendas com operadores que gerenciam redes elétricas vizinhas, para que o fluxo elétrico através das interconexões da rede possa ser gerenciado; ajustar os recursos de geração e transmissão para corrigir os desequilíbrios do sistema; e consertar a rede e restaurar a energia elétrica caso ocorra uma interrupção (BURGER et al., 2017).

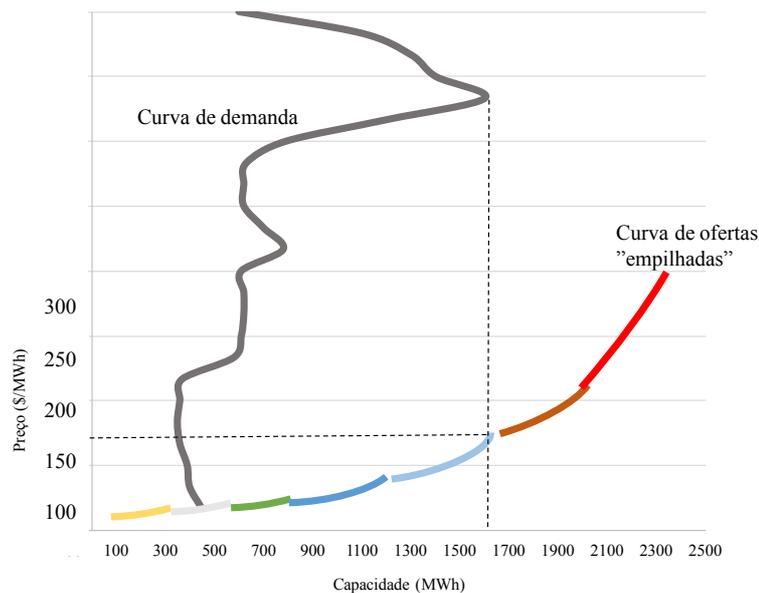
A previsão da demanda para o dia seguinte é feita usando modelos que utilizam dados históricos da demanda para aquela época do ano específica, a previsão do tempo para o dia seguinte e qualquer informação sobre a atividade futura. Esses modelos são reexecutados no dia seguinte, enquanto a eletricidade estiver sendo demandada, para que a previsão possa ser ajustada em tempo real em resposta ao clima real do dia e a outros fatores (MEHIGAN et al., 2018).

Esses problemas de balanceamento e curvas de capacidade precisam ser resolvidos pelos operadores dos sistemas em tempo real por meio de ativações programadas de reservas operacionais (independentemente do prazo exato usado para este serviço). Essa prática refere-se ao conceito de liquidação de quantidades em desequilíbrios (ou seja, quantos MW por h e em que horário) e os preços de desequilíbrio (ou seja, como os custos de equilíbrio são alocados

por MW desviado por h). O método para alocar esses custos às partes do mercado desempenha um papel importante em termos de incentivar a eficiência econômica e criar incentivos para as partes do mercado apoiarem o equilíbrio entre oferta e demanda do sistema. O método para alocar os custos de equilíbrio difere amplamente entre os países e pode criar um valor oportunista para os agregadores (MAYER; TRÜCK, 2018).

Tendo as informações de demanda e de preço da curva de oferta, a interseção entre a curva de oferta e a demanda por curva de energia gera o preço de compensação da eletricidade no mercado, não sendo resultado de tentativa e erro e negociação entre consumidor e vendedor, mas sim o resultado de uma operação matemática complicada baseada em custos e curvas de demanda especificadas em detalhes bastante exigentes (pelo lado da oferta e pelo lado da demanda). Com diferentes geradores e tecnologias para atender as demandas de eletricidade, pode-se tomar cada curva de oferta individual desses fornecedores em ordem crescente de CM e formar uma curva de oferta agregada chamada “pilha” de geração (do inglês *stack curve*) e apenas os de menor custo necessários para atender à demanda esperada serão ativados no dia seguinte (KUZNETSOVA; ANJOS, 2020). A Figura 2 ilustra uma hipotética curva de ofertas “empilhadas” de diferentes opções de geração considerando a curva de demanda residencial (invertida da Figura 1, para converter o eixo da coordenada “y” em unidades monetárias e o eixo “x” recebe capacidade de gerar energia) e valores não reais de preços.

Figura 2 – Demanda e ofertas “empilhadas”



A curva colorida de ofertas “empilhadas” simboliza os diferentes geradores e seus preços em ordem ascendente. Esse artifício representa um dos fundamentos da lógica econômica do mercado de energia elétrica, que é o de despacho por mérito. Há o entendimento da utilização de geradores na ordem do menor para o maior custo (“escada”), para que o operador do sistema que gerencia o despacho econômico garanta o menor preço possível, considerando os preços exigidos pelos geradores de eletricidade disponíveis. O último e mais caro gerador (azul claro) programado para ser acionado (para atender a um determinado nível de demanda) define o preço que todos os outros geradores programados para acionar receberão (BOBMANN; STAFFELL, 2015), nesse caso o indicado na linha pontilhada horizontal tracejada. Portanto, à medida que o preço da eletricidade sobe acima do preço pelo qual um gerador de menor custo está vendendo eletricidade, o lucro desse gerador aumenta. Por fim,

apenas os geradores que custam o mesmo ou menos que o custo do gerador mais caro, necessário para atender à demanda, devem ser utilizados. Geradores de custo mais alto não são usados e devem esperar outro dia em que a demanda possa chegar tão alta que também precise deles (BIGGAR; HESAMZADEH, 2014; CHAPALOGLOU, 2019).

O operador do sistema é capaz de identificar quais geradores precisam ativar e por qual fração do dia para atender aos vários níveis de demanda de energia com o menor custo total possível de geração. A última coisa que falta determinar é quando, durante o dia, as diferentes plantas precisarão funcionar. Isso é feito atribuindo os preços de compensação apropriados a cada nível previsto de demanda de energia e, em seguida, usando esses níveis de demanda de energia para projetar os preços na curva de carga prevista (LI et al., 2017; CHAO; HUNTINGTON, 2013).

Esse sistema de despacho por mérito gera um sinal econômico de curto prazo (semanal ou diário) - ao selecionar periodicamente as fontes com menores CM e, assim, induzir (teoricamente) mais competitividade nas plantas concorrentes (através da eficiência energética, por exemplo) - que deve servir para um planejamento de longo prazo (10 a 30 anos). Chao e Huntington (2013) dizem ter algumas diferenças quanto à importância relativa de sinais confiáveis de preços de curto prazo na promoção da eficiência econômica a longo prazo. A sinalização a curto prazo é fundamental para enviar os incentivos adequados a longo prazo para decidir onde e quando investir em transmissão adicional, geração e cargas. Por exemplo, preços de mercado de curto prazo podem enviar sinais errados se eles não incorporarem custos de congestionamento ou quando não incorporarem interdependências importantes entre as decisões. Como existe um esquema coerente para as operações diárias, pode ser infrutífero projetar incentivos de longo prazo que podem não ser compatíveis com a estrutura dos mercados de curto prazo, alteradas com a inserção das FREs como a GDFV, com custos variáveis unitários mais baixos.

Por outro lado, Munoz et al. (2018) não consideram que os sinais de preços de curto prazo devam ser precisos para gerar investimentos eficientes. Mais importante para os autores é a existência de uma estrutura de mercado que facilite o desenvolvimento tecnológico e a redefinição de produtos, que são essenciais para alcançar ganhos de longo prazo na eficiência econômica. Preços de curto prazo podem não ser tão importantes quanto promover preços de transmissão simples e transparentes e estabelecer as instituições apropriadas que governam os direitos de propriedade e decisão de transmissão (transparência, simplicidade e integridade do sistema devem ser os princípios orientadores iniciais do fornecimento e regulamentação da transmissão, e por fim, eficiência nos preços de curto prazo).

O sistema de compensação no qual o gerador mais caro não é selecionado serve de sinal econômico para estimular investimentos em eficiência e menores custos, mas essa é uma outra área particular de aprofundamento. O foco aqui é analisar essa estrutura mercadológica de energia elétrica do ponto de vista da inserção e impactos técnicos e econômicos das FREs com foco na FV.

3 DISCUSSÃO

3.1 Geração por fontes renováveis

Em 2019 a capacidade de geração renovável aumentou 176 GW (+ 7,4%) em relação ao ano anterior. A energia solar continuou a liderar a expansão da capacidade, com um aumento de 98 GW (+ 20%), seguida pela energia eólica com 59 GW (+ 10%). A capacidade hidrelétrica aumentou em 12 GW (+ 1%) e a bioenergia em 6 GW (+ 5%). A energia geotérmica aumentou pouco menos de 700 MW (IEA, 2020a).

A maior inserção de FRES traz mudanças na curva de oferta de geração, como por exemplo o fato de os operadores do mercado despachar recursos de energia renovável antes de despachar usinas de combustíveis fósseis. Isso ocorre porque o CM das FRES é baixo, comparado ao das usinas de combustíveis fósseis. Nos EUA, por exemplo, os preços baixos do gás e a inserção das renováveis causou menor renda para as tradicionais fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis. Esse fenômeno leva a menor atividade dessas usinas baseadas em combustíveis fósseis e pode levar, conseqüentemente, a uma menor confiabilidade da rede (menos recursos de geração rápidos) (BIGGAR; HESAMZADEH, 2014).

As renováveis só crescem porque são adotadas, encaradas como negócio lucrativo, sustentável e benéfico, mas as causas específicas dessas adoções requerem estudos constantes, pois podem variar em relação a políticas e tarifas. Inclusive, diz-se que o monopólio natural das distribuidoras, com a entrada da GD, pode ser comprometido. Mas pode ser que não, que a GD acabe se tornando um monopólio, através da união das pequenas unidades para ganhar poder. Esse fenômeno sugere um paradoxo, de saída e retorno ao mesmo patamar. Porém, só ocorrerá se houver economia de escala, que na prática é mais difícil. Em suma, isso se dá porque as FRES geram concorrência, mas ainda não têm custo médio competitivo e causam novos desafios desconhecidos no nível de distribuição dos mercados de eletricidade. Esses desafios incluem instabilidade de tensão e qualidade de energia, adição de responsabilidades ao operador da rede de distribuição e gestão de novos negócios e modelos regulatórios (BIGGAR; HESAMZADEH, 2014; SAREEN, 2020; VAN DER PLOEG; WITHAGEN, 2012).

Em função desses desafios técnicos e econômicos, mercados avançados de eletricidade estão considerando a introdução de serviços de flexibilidade para melhorar a estabilidade do sistema, como o uso de usinas FV para fins de correções de energia reativa da rede - quando não estiverem produzindo energia (por exemplo, às noites). Essa é uma forma de aumentar eficiência dessas plantas, pois a geração intermitente e variável das FRES se reflete em menor fator de capacidade em comparação com praticamente todas as outras fontes de energia. Um problema mais específico das autoridades de balanceamento diz respeito à capacidade de rampa (salientada na Figura 3), momento no qual a geração FV diminui (sol se pondo) e há brusco aumento de demanda (residencial, por exemplo). Essas questões estão inter-relacionadas e demandam a identificação dos serviços de flexibilidade necessários, dependendo do nível de penetração das FRES, do tipo de tecnologia e da topologia dos sistemas elétricos. Esses serviços de flexibilidade, assim como o armazenamento e o aumento da eficiência energética, são cruciais para os operadores dos sistemas e para economia e meio ambiente (KOLTSAKLIS; DAGOUMAS; PANAPAKIDIS, 2017).

Outro ponto de análise é em relação a que, em muitos mercados, a provisão de reservas operacionais requer produtos simétricos para regulação ou reservas para cima e para baixo (ou seja, se uma unidade oferece 5 MW de capacidade de subida ascendente, também deve oferecer 5 MW de capacidade de subida descendente). Por exemplo, a FV e a eólica podem fornecer regulação descendente, mas seria caro fornecer a mesma quantidade de regulação ascendente, pois isso forçaria os geradores solares ou eólicos a produzir abaixo de sua produção máxima. A agregação de unidades capazes de fornecer regulação para cima e para baixo atenderia ao requisito de oferta simétrica. Essa restrição regulatória aparentemente desnecessária pode incentivar alguns agentes a tomar decisões ineficientes do ponto de vista do sistema de energia global (BURGER et al., 2017; POLLITT, 2019). Os efeitos de baixo impacto ambiental das FRES como a FV durante seu uso, principalmente, devem ser considerados nessa situação também, pois devido a correta melhor valorização pelo uso de tecnologias de menor pegada de carbono, o mercado deveria revalorizar os preços das diferentes fontes de energia. É preciso achar novos modelos de operação que consigam ser multicriteriais (exemplo, o modelo é “ambientalmente bom” na operação normal, mas na exceção como uma crise, o positivo

ambiental é péssimo ambiental e economicamente pior ainda) (PRADO JR et al., 2016; HEIDEIER et al., 2020).

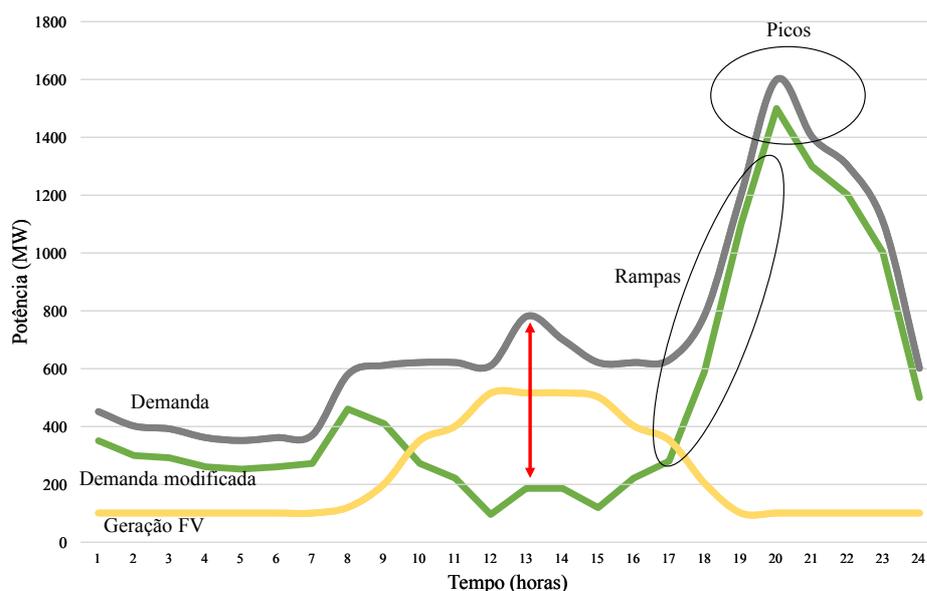
De todas as tecnologias renováveis, o potencial de crescimento adicional é maior para a GDFV, porque a adoção pelo consumidor pode ser muito rápida quando a economia se torna atraente. A capacidade da GDFV pode aumentar em mais de 250% até o ano 2024, atingindo 530 GW globais (IEA, 2019), mas sua intermitência temporal apresenta algumas características desafiadoras na gestão de demanda e oferta. Um dos efeitos apontados como influenciadores do crescimento da FV é conhecido como “curva de pato” (do inglês *duck curve*) (HOU et al., 2019).

3.2 Intermitência temporal e a *duck curve*

A intermitência ocorre devido a recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original (como o sol e o vento), como pode ser feito com a água. Essa característica adiciona complexidade na gestão da geração FV assim como a variabilidade espacial da GD e fatores estocásticos (como a convecção que envolve o deslocamento de massas de ar e a movimentação de nuvens). Os estudos nessa área encontram respaldo no uso dos sistemas meteorológicos de previsão, como as estações solarimétricas que auxiliam no planejamento das operações do mercado (HOU et al., 2019).

Para além da análise climática e espacial, para melhor compreender os efeitos da inserção da FV, é útil analisar a demanda diária por eletricidade (nesse caso também escolhida a residencial da Figura 1) e compará-la com a produção da energia FV no mesmo período (considerando um dia ensolarado com dados do mês de julho de 2019 conforme a ONS), como ilustra a Figura 3. Um fator a ser observado e que vem causando transtornos aos operadores de sistemas elétricos é a transformação da curva de demanda da rede (cinza) em uma curva modificada (verde) pela oferta de energia de sistemas FV (amarelo).

Figura 3 – Demanda da rede e geração FV diárias



As empresas de energia fornecem a menor quantidade de energia da noite para o dia (entre 0 e 6 horas) e, próximo das 7 horas da manhã, fornecem mais quando aumenta a demanda no horário de acordar e os negócios começarem a funcionar. Então, ao pôr do sol (em torno de

18 horas), a demanda de energia cresce abruptamente e forma uma “rampa” que atinge um pico aproximadamente até as 21 horas (LILLIESTAM; PITZ-PAAL, 2018). As empresas de operação dos sistemas atualizam seus modelos de previsão baseados nessa lógica para operar da maneira mais eficiente possível. Porém, a introdução de FREs, particularmente a FV, começou a causar alteração de demanda (evidenciada a diferença com a seta vermelha na Figura 3). Isso ocorre durante o período em que a energia gerada pelos sistemas FV atende a demanda dos consumidores, que deixam de “tirar” energia da rede, diretamente.

Esse efeito rebaixador na curva de demanda que a FV proporciona é acentuado com adições anuais de novas capacidades de geração FV, tornando a demanda no meio do dia cada vez mais baixa (porém a rampa ascendente após as 17 horas torna-se cada vez mais íngreme). Os pesquisadores chamam essa queda na demanda de “curva do pato” (do inglês *duck curve*), por analogia ao formato gráfico que as curvas relacionadas formam (Figura 3), aproximadamente (TORABI; GOMES; MORGADO-DIAS, 2018).

Da perspectiva do gerenciamento da rede, das pessoas cujo trabalho é equilibrar constantemente geração e demanda, o efeito sentido é o de uma queda na demanda. Essa queda na demanda cria dois problemas principais: de flexibilidade da rede e de geração excessiva. O primeiro tem a ver com a rampa intensificada na curva de demanda modificada. À medida que o sol se põe, a produção de energia solar termina exatamente quando a demanda por energia normalmente atinge o pico. As usinas geradoras precisam acelerar rapidamente a produção para compensar isso, o que é meio difícil de fazer com as tradicionais infraestruturas de energia, apesar de possível, enquanto a solar não tem essa dispatchabilidade (nem a eólica). O segundo problema é econômico. Por exemplo, algumas usinas nucleares e de carvão só são econômicas quando estão funcionando o tempo todo, basicamente “correndo contra o relógio”. Se for necessário desativá-las no meio do dia, isso estraga completamente sua economia (HOU et al., 2019).

Se os sistemas FV geram muita energia e não há utilidade, os gerentes da rede precisam desligar alguns desses sistemas. Se não o fizerem, há risco de sobrecarga ou até de danificar a rede elétrica. Em outras palavras, é jogada fora essa energia extra (efeito conhecido como *curtailment*, traduzido livremente como redução ou corte). Efetivamente, o que está acontecendo é que a energia solar pode estar sendo desperdiçada. Esse desperdício (custo) é outro grande desafio das fontes intermitentes como a solar, que pode começar a ser desvendado descobrindo-se uma maneira viável de armazenar a energia produzida no dia para utilização à noite, por exemplo. Algumas opções de armazenamento são (i) baterias eletroquímicas, (ii) bombeamento de água (*pump storage*), (iii) pressurização em ar-comprimido, (iv) veículos elétricos, (v) bombas de calor (*heat pump*) e (vi) produção de hidrogênio (ZHANG et al., 2018). Enquanto os gerentes da rede descobrem como gerir essa nova oferta e efeitos na demanda da rede, os efeitos da intermitência das fontes renováveis continuam sendo grandes desafios para seus negócios (TORABI; GOMES; MORGADO-DIAS, 2018; HOU et al., 2019; LILLIESTAM; PITZ-PAAL, 2018).

4 CONCLUSÃO

Este manuscrito apresentou os mercados de energia elétrica e uma perspectiva sobre as lógicas econômicas subentendidas, que agora estão modificando rapidamente conforme aumenta o apelo por soluções mais amigáveis ao meio ambiente, como as FREs. O conhecimento das características mercadológicas das tecnologias de geração energética é desafio importante para operadores dos sistemas, pesquisadores e indústria a fim de buscar formas mais sustentáveis para o abastecimento energético.

Os mercados de energia e serviços auxiliares de curto prazo, construídos com base em modelos de preços e investimentos ideais em meados do século XX, que funcionaram

razoavelmente bem, agora devem acomodar a variabilidade da oferta e os impactos no preço do mercado de energia associados à intermitência das FREs. Isso levanta questões mais profundas sobre se os atuais modelos de mercado podem ser adaptados para fornecer bons sinais de preços a longo prazo, para apoiar o investimento em um portfólio eficiente de capacidade de geração e armazenamento consistente com os objetivos das políticas públicas.

O despreparo do setor elétrico para reformas radicais reside nas características dessa indústria que não permitem que a estrutura de coordenação centralizada seja simplesmente substituída pela descentralização de mercado. Exemplo de características do setor elétrico são a influência do monopólio natural (que distorce a competição), a demora no retorno sobre os altos investimentos em infraestruturas de baixa eficiência energética e a subestimação do poder do consumidor e da diversidade de tecnologias e soluções disponíveis no mercado.

Por outro lado, a questão dos geradores mais eficientes receberem renda extra, acima de seu CM, serve de sinal econômico para mais investimentos. Mas, o problema é que o aumento das renováveis (CM baixos ou zero) diminui quota e renda de usinas de combustíveis fósseis (estruturas de custos centrados em custos fixos e altos investimentos). Contraditoriamente, uma grande redução nos custos da FV pode aumentar a adoção dessa tecnologia, mas também pode aumentar o preço médio da energia na rede e a volatilidade durante os períodos em que as condições meteorológicas limitam a potência de saída desses geradores FV. Logo, o baixo e volátil preço de *spot market* das FREs como a FV devido sua intermitência temporal (*duck curve*) pode tornar-se disfuncional, perdendo a capacidade de apoiar economicamente geradores e entregar os sinais econômicos para apoiar a expansão da geração.

A intermitência temporal da FV também é influenciada pela poluição atmosférica (que pode diminuir a insolação) e pelo caráter estocástico do clima, como o aparecimento de nuvens e ventos. O uso de sistemas meteorológicos de previsão como as estações solarimétricas e eólicas são de importante valia para a gestão de riscos no planejamento das operações do mercado.

O entendimento dos sinais econômicos que o aumento da GDFV causam ao sistema como um todo ainda carece de maior compreensão para que melhores soluções possam ser discutidas. Este trabalho apresentou uma contribuição teórica cujas principais limitações residem no fato da análise ser focada em uma tecnologia específica e no caráter qualitativo. Pesquisas utilizando maior número de tecnologias de FREs são recomendadas (inclusive de maneira integrada, como os sistemas híbridos) e também a análise com modelos quantitativos.

5 AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGOSTINI, Claudio A. et al. A surplus based framework for cross-border electricity trade in South America. **Energy Policy**, v. 128, p. 673-684, 2019.

ARROYO, José M.; GALIANA, Francisco D. Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets. **IEEE transactions on power systems**, v. 20, n. 2, p. 634-643, 2005.

BEDOYA, Juan Carlos et al. Bilateral electricity market in a distribution system environment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 6, p. 6701-6713, 2019.

- BIGGAR, Darryl R.; HESAMZADEH, Mohammad Reza. **The economics of electricity markets**. John Wiley & Sons, 2014.
- BOßMANN, T.; STAFFELL, Iain. The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain. **Energy**, v. 90, p. 1317-1333, 2015.
- BURGER, Scott et al. A review of the value of aggregators in electricity systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 395-405, 2017.
- CAVALLO, Eduardo; EICHENGREEN, Barry; PANIZZA, Ugo. Can countries rely on foreign saving for investment and economic development?. **Review of World Economics**, v. 154, n. 2, p. 277-306, 2018.
- CHAO, Hung-po; HUNTINGTON, Hillard G. (Ed.). **Designing competitive electricity markets**. Springer Science & Business Media, 2013.
- CHAPALOGLOU, Spyridon et al. Smart energy management algorithm for load smoothing and peak shaving based on load forecasting of an island's power system. **Applied Energy**, v. 238, p. 627-642, 2019.
- COMELLO, Stephen; REICHELSTEIN, Stefan; SAHOO, Anshuman. The road ahead for solar PV power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, p. 744-756, 2018.
- DA SILVA LEITE, André Luis; DE CASTRO, Nivalde José; TIMPONI, Raul Ramos. Causas da volatilidade do preço "spot" de eletricidade no Brasil. **Ensaio FEE**, v. 34, n. 2, 2013.
- DAĞ, Bülent. et al. Static Modeling of Microgrids for Load Flow and Fault Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 3, p. 1990-2000, 2017.
- DE CASTRO, Nivalde et al. A Formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro. **GESEL, TDSE**, n. 62, 2014.
- DORMADY, Noah C. et al. An intersection of privatization and public utility regulation: The Ohio State University's energy concession agreement. **Utilities Policy**, v. 59, p. 100929, 2019.
- EPE. Empresa Brasileira de Pesquisa Energética. Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional)- 1995-2018, 2019. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>.
- FERGUSON, C. E. **Microeconomia**. 20a edição. Editora Forense Universitária: São Paulo, 1999.
- FOOLADIVANDA, Dariush et al. Offer strategies for wholesale energy and regulation markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 6, p. 7305-7308, 2018.
- FORTUNATO et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção elétrica**. Niterói: Editora Universitária, 1990.
- GOLLOU, Abbas Rahimi; GHADIMI, Noradin. A new feature selection and hybrid forecast engine for day-ahead price forecasting of electricity markets. **Journal of Intelligent & Fuzzy Systems**, v. 32, n. 6, p. 4031-4045, 2017.
- HEIDEIER, Raphael et al. Impacts of photovoltaic distributed generation and energy efficiency measures on the electricity market of three representative Brazilian distribution utilities. **Energy for Sustainable Development**, v. 54, p. 60-71, 2020.
- HOU, Qingchun et al. Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. **Applied Energy**, v. 242, p. 205-215, 2019.

IEA. International Energy Agency. Electricity Overview Information, 2020. <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview>.

_____. International Energy Agency. Renewables 2019, IEA, Paris, 2019. <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>.

_____. International Energy Agency. Renewable Capacity Statistics 2020, IEA, Paris, 2020a. <https://irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>.

IRENA; IEA; REN21. International Renewable Energy Agency. International Energy Agency. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**. IRENA, OECD/ IEA and REN21, 2018. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/06/17-8622_Policy_FullReport_web_FINAL.pdf.

KELES, Dogan. **Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storag evaluation**. KIT Scientific Publishing, 2013.

KELLY, Carolina; SEN, Burak; TATARI, Omer. A system dynamics analysis of the alternative roofing market and its potential impacts on urban environmental problems: A case study in Orlando, Florida. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 153, p. 104556, 2020.

KETZER, Daniel et al. Driving and restraining forces for the implementation of the Agrophotovoltaics system technology—A system dynamics analysis. **Journal of Environmental Management**, v. 270, p. 110864, 2020.

KHORASANY, Mohsen; MISHRA, Yateendra; LEDWICH, Gerard. A Decentralized Bilateral Energy Trading System for Peer-to-Peer Electricity Markets. **IEEE Transactions on industrial Electronics**, v. 67, n. 6, p. 4646-4657, 2019.

KIRSCHEN, Daniel S.; STRBAC, Goran. **Fundamentals of power system economics**. John Wiley & Sons, 2018.

KOLTSAKLIS, Nikolaos E.; DAGOUMAS, Athanasios S.; PANAPAKIDIS, Ioannis P. Impact of the penetration of renewables on flexibility needs. **Energy Policy**, v. 109, p. 360-369, 2017.

KUZNETSOVA, Elizaveta; ANJOS, Miguel F. Challenges in energy policies for the economic integration of prosumers in electric energy systems: A critical survey with a focus on Ontario (Canada). **Energy Policy**, v. 142, p. 111429, 2020.

LI, Guoqing et al. Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process. **Applied Energy** 696-704, 2017.

LILLIESTAM, Johan; PITZ-PAAL, Robert. Concentrating solar power for less than USD 0.07 per kWh: finally the breakthrough?. **Renewable Energy Focus**, v. 26, p. 17-21, 2018.

MARCONI, M. de A.; LAKATOS, Eva Maria. **Metodologia científica**. São Paulo: Atlas, 2004.

MAYER, Klaus; TRÜCK, Stefan. Electricity markets around the world. **Journal of Commodity Markets**, v. 9, p. 77-100, 2018.

MEHIGAN, L. et al. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. **Energy**, v. 163, p. 822-836, 2018.

MUNOZ, Francisco D. et al. Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs. **The Energy Journal**, v. 39, n. 3, 2018.

- NERINI, Francesco Fuso et al. Mapping synergies and trade-offs between energy and the Sustainable Development Goals. **Nature Energy**, v. 3, n. 1, p. 10-15, 2018.
- OCHOA, Camila; DYNER, Isaac; FRANCO, Carlos J. Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats. **Energy Policy**, v. 61, p. 267-273, 2013.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim mensal da geração fotovoltaica julho, 2019. <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Geração%20Solar%202019-07.pdf>.
- POLLITT, Michael G. The European single market in electricity: an economic assessment. **Review of Industrial Organization**, v. 55, n. 1, p. 63-87, 2019.
- PRADO JR, Fernando Almeida et al. How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1132-1136, 2016.
- RAMOS, Dorel Soares et al. New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 117, p. 109468, 2020.
- RINGLER, Philipp et al. **Decentralized Energy Systems, Market Integration, Optimization**: Project Report. KIT Scientific Publishing, 2016.
- SÁNCHEZ MIRANDA, Manuel. Liberalization at the Speed of Light: International Trade in Electricity and Interconnected Networks. **Journal of International Economic Law**, v. 21, n. 1, p. 67-101, 2018.
- SAREEN, Siddharth. Metrics for an accountable energy transition? Legitimizing the governance of solar uptake. **Geoforum**, v. 114, p. 30-39, 2020.
- STAGNARO, Carlo. Competition and innovation in retail electricity markets: evidence from Italy. **Economic Affairs**, v. 37, n. 1, p. 85-101, 2017.
- TOMALSQUIM, M. T.; MOROZOWSKI, M.F. **Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades** / coordenado por Mauricio Tiomno Tomalsquim, Marciano Morozowski Filho. – Rio de Janeiro: Synergia, 2019. 212 p.; 16cm x 23cm. ISBN: 978-85-68483-94-7.
- TORABI, Roham; GOMES, Alvaro; MORGADO-DIAS, F. The duck curve characteristic and storage requirements for greening the island of Porto Santo. In: **2018 Energy and Sustainability for Small Developing Economies (ES2DE)**. IEEE, 2018. p. 1-7.
- VAN DER PLOEG, Frederick; WITHAGEN, Cees. Is there really a Green Paradox?. **Journal of Environmental Economics and Management**, v. 64, n. 3, p. 342-363, 2012.
- ZHANG, Tianyang et al. Real-time renewable energy incentive system for electric vehicles using prioritization and cryptocurrency. **Applied energy**, v. 226, p. 582-594, 2018.