

**O PROTAGONISMO DAS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E
O DESAFIO DE REMUNERAR A MAIOR FLEXIBILIDADE
EXIGIDA AOS SISTEMAS ELÉTRICOS**

Diogo Lisbona Romeiro

Clarice Ferraz

IE/UFRJ**RESUMO**

A maior participação das Novas Energias Renováveis (NER) na geração requer maior flexibilidade do parque gerador residual. Capacidade instalada garantida por mecanismos específicos de remuneração não agregam necessariamente segurança aos novos sistemas. A flexibilidade demanda mais qualidade do que quantidade de recursos – um *missing money problem* de caráter qualitativo. No sistema brasileiro, o bloco hidráulico já provê muita flexibilidade ao sistema. A remuneração mais adequada dessa flexibilidade provida pelas hidrelétricas pode elevar a segurança do sistema e permitir maior penetração das NER no longo prazo.

Palavras-chave: Novas Energias Renováveis, Flexibilidade, Missing Money Problem, Remuneração de flexibilidade.

ABSTRACT

The increasing share of Renewable Energy Sources (RES) in the power generation mix requires greater flexibility of the residual generation park. The utilization of capacity remuneration mechanisms does not necessarily increase the security of supply in the new systems. The flexibility demands more quality than quantity of resources - a "missing money qualitative problem". In the Brazilian system, the hydraulic power block already provides a huge degree of flexibility to the system. A more adequate remuneration for this flexibility provided by hydroelectric plants can increase system security and allow greater penetration of RES for the long run.

Keywords: Renewable Energy Sources, Flexibility, Missing Money Problem, Remuneration of system flexibility.

1. INTRODUÇÃO

A participação cada vez mais significativa das novas energias renováveis (NER) nas matrizes elétricas de diferentes países aporta, aos seus distintos sistemas, o desafio comum de como acomodar a elevada intermitência inerente a essas tecnologias.

A geração intermitente das NER agrega aos sistemas elevados níveis de variabilidade e imprevisibilidade da oferta, comprometendo a confiabilidade e a garantia de suprimento. Entretanto, a literatura indica que as barreiras econômicas à maior expansão das NER são mais significativas e desafiadoras do que as dificuldades enfrentadas diariamente pelos operadores dos sistemas. Afinal, a incerteza esteve desde sempre presente no ajuste instantâneo entre oferta e demanda de eletricidade.

Novos custos de adaptação do sistema emergem com a maior geração das NER. Para fazer frente a maior intermitência, o parque (residual) deve ser mais flexível, tornando-se capaz de garantir o suprimento em oscilações bruscas da oferta. Capacidade instalada garantida por mecanismos específicos de remuneração não agregam necessariamente muita segurança aos novos sistemas. A intermitência demanda mais qualidade do que quantidade de recursos. Neste sentido, a adequação do portfólio de geração depende, cada vez mais, dos atributos dos recursos disponíveis. Sob esta nova perspectiva, a remuneração de atributos, capazes de conferir mais flexibilidade aos sistemas, desponta como questão central a ser equacionada. A simples presença de elementos não garante, nessa equação, a oferta efetiva de flexibilidade.

Para discutir a maior flexibilidade exigida aos sistemas elétricos pelo protagonismo das NER, o presente artigo divide-se em cinco seções, incluindo esta introdução. A seção seguinte dedica-se a discussão detalhada dos impactos da penetração expressiva das NER. A terceira seção volta-se para os desafios de prover maior flexibilidade aos sistemas. A quarta seção aponta algumas considerações sobre o sistema brasileiro, tendo em vista as discussões anteriores. A quinta e última seção tece algumas considerações finais.

2. O PROTAGONISMO DAS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS (NER)

As novas energias renováveis (NER), como eólica e solar, têm especificidades que agregam inúmeros desafios à operação e à expansão dos sistemas elétricos. A geração das NER é caracterizada por alta variabilidade, baixa previsibilidade, custo marginal de operação praticamente nulo e reduzido fator de capacidade (geram, na média, abaixo de 50% da potência instalada), além de seu aproveitamento estar sujeito à restrições geográficas. Com escala de produção reduzi-

da, a modularização das NER incentiva a geração distribuída, abrindo espaço para que decisões descentralizadas, em um setor marcado por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes.

Embora variabilidade e imprevisibilidade estivessem desde sempre presentes nos sistemas elétricos – por variações da demanda, indisponibilidade inesperada dos geradores ou interrupções imprevisíveis no transporte – o desenvolvimento em larga escala das NER introduz dimensão inédita desses atributos à oferta de energia. Conseqüentemente, incorre-se em novos e elevados custos para manter os níveis pré-estabelecidos de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade do suprimento (CRASSOU e ROQUES, 2015). O elevado grau de intermitência das NER pode comprometer não apenas o equilíbrio estático entre oferta e demanda, dada a inviabilidade de estocar eletricidade em escala comercial e a não despachabilidade das NER, como o equilíbrio dinâmico do sistema, demandando adaptações ao parque gerador.

Como discute Bicalho (2015a, 2015b), a imprevisibilidade inerente aos sistemas elétricos, foi historicamente manejada por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia onde, quando e quanto desejado pelo consumidor. Esta flexibilidade, ou liquidez no termo de Bicalho, definiu a noção de acesso irrestrito e ilimitado como o padrão vigente de consumo. No entanto, o novo protagonismo das NER intermitentes compromete “as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais”. Neste contexto, “o problema não se resume ao custo da geração em si, mas o custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo”.

A partir do momento em que a geração das NER passa a atender uma proporção expressiva da carga, as demais fontes que compõem o parque gerador são frequentemente deslocadas, enfrentando elevada variabilidade em seus despachos. Neste novo contexto, a intermitência das NER impõe alto grau de flexibilidade ao parque residual, responsável por atender a demanda (residual) não suprida pelas NER.

Historicamente, a capacidade instalada dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda com uma margem de reserva de segurança, sobrepondo plantas despacháveis voltadas para atender a base da carga (*baseload*), variações previstas (*mid-merit*) e picos esporádicos (*peaking plants*). Com o protagonismo das NER, uma parte significativa da capacidade instalada – mais capital-intensiva e com menor custo de operação – torna-se incontrolável e recorrentemente indisponível. Gottstein e Skillings (2012) identificam nessa mudança um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a

confiabilidade do sistema, no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto à capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda. Conseqüentemente, a questão primordial da adequação dos portfólios de geração à curva de carga passa a ser qualitativa. O dimensionamento ótimo do parque gerador depende, cada vez mais, das características do sistema elétrico e, em especial, dos atributos das capacidades instaladas.

O protagonismo das NER demanda, portanto, uma revisão do conceito de adequação do portfólio de geração (*resource adequacy*). A confiabilidade do sistema não pode ser mensurada considerando a capacidade instalada como um bem homogêneo (*commodity*). Como já recomenda o Council of European Energy Regulators (CEER, 2014), entidade voltada para cooperação regulatória entre países membros da União Europeia, deve-se explicitar o grau de flexibilidade requerido para acomodar uma elevada penetração das NER, desagregando o nível de capacidade necessário pelos recursos e seus atributos.

Para que a integração das NER nos sistemas elétricos seja bem-sucedida, Glachant e Henriot (2013) acreditam que as barreiras a serem superadas não são de natureza técnica, mas principalmente econômica. O desafio estaria em assegurar que incentivos corretos direcionem os agentes para o desenvolvimento das soluções mais adequadas. Como também observa Sovacool (2009), o problema não é a variabilidade *per se*, mas como administrá-la, prevê-la e mitigá-la, superando as resistências do “*business as usual*”.

Os impactos da maior participação intermitente das NER na geração de eletricidade são específicos às particularidades de cada sistema. Neste sentido, diferentes sistemas enfrentam desafios distintos e vislumbram oportunidades diversas, muitas vezes negligenciadas.

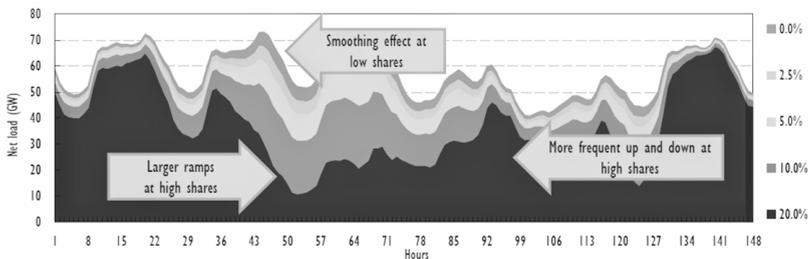


Figura 1 – “Efeito equilíbrio”: variação da demanda residual para diferentes níveis de geração das NER (curva de carga típica) IEA (2014)

Enquanto sistemas elétricos “estáveis”, com expectativa de baixo crescimento da demanda e reduzido investimento em descomissionamento de plantas em operação ou em infraestrutura de rede, tendem a enfrentar elevados custos de adaptação à penetração incentivada das NER; sistemas “dinâmicos”, com perspectiva de novos e elevados investimentos, têm a oportunidade de direcionar a expansão em consonância com a maior flexibilidade exigida pelas NER (IEA, 2014).

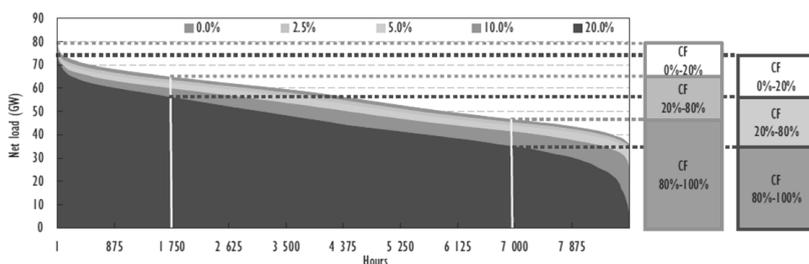


Figura 2 – “Efeito utilização”: adequação do parque gerador residual para diferentes níveis de geração das NER (curva de duração de carga típica) IEA (2014)

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) distingue dois efeitos distintos da introdução das NER nos sistemas elétricos: o “efeito equilíbrio”, que captura a maior variação da demanda residual, em quantidade e tempo de resposta; e o “efeito utilização”, que captura o impacto da geração das NER no fator de capacidade do parque gerador residual. O efeito equilíbrio requer maior flexibilidade do parque gerador residual, em termos de retirar ou recolocar a sua disponibilidade em curto espaço de tempo, como se observa para os diferentes níveis de penetração das NER na curva de carga da Figura 1. Já o efeito utilização diz respeito à adequação do parque gerador residual à nova flexibilidade requerida, dada a penetração das NER, como se observa na curva de duração da carga da Figura 2¹.

A capacidade de resposta a variações bruscas da carga varia de acordo com cada tecnologia específica, como se observa na Tabela 1. Nota-se que carvão e nuclear tem tempo de partida elevado, demoram a alcançar toda a disponibilidade e podem variar pouco a geração a cada minuto. Já as centrais a gás natural e hidroeletricidade tem rápido tempo de partida e resposta (*ramp rate*) e alcançam toda a disponibilidade em pouco tempo. Destaca-se, entretanto, que a hidroeletricidade é a fonte flexível por excelência, alcançando toda a disponibilidade em menos de dez minutos, e ainda apresenta o menor

1 Para ilustração de curva de carga e curva de duração de carga do sistema brasileiro, conferir Bajay et al. (2013).

fator de carga estável. Portanto, embora a disponibilidade hídrica permita alocar a geração hidráulica na base, as suas características operacionais são extremamente adequadas para provisão de flexibilidade, readequando a geração de acordo com a necessidade instantânea do sistema. Na ausência dessa disponibilidade hídrica, impor frequente variabilidade ao despacho de usinas de grande porte voltadas para a base da carga, como turbina a gás em ciclo combinado, resulta em efeitos econômicos negativos – como elevação dos custos de operação e manutenção, redução do ciclo de vida, distanciamento do ponto de operação de máxima eficiência e elevação significativa dos custos de reinício (MIT, 2011).

Tabela 1 – Flexibilidade Operativa das Principais Tecnologias do Parque Residual. IEA (2012)

	TGCC	TGCS	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de Partida ^a	40 a 60 min	< 20 min	1 a 6 <u>hs</u>	1-10 min	13 a 24 <u>hs</u>
Taxa de Variação em Rampa (<i>ramp rate</i>) por minuto	5 a 10%	20 a 30%	1 a 5%	20-100%	1 a 5%
Tempo de 0 a 100%	1 a 2 <u>hs</u>	< 1 <u>hs</u>	2 a 6 <u>hs</u>	< 10 min	15 a 24 <u>hs</u>
Mínimo Fator de Carga Estável	25%	25%	30 a 40%	15 a 40%	30 a 50%

/a A partir do estado quente (geração interrompida entre 6 e 10 horas)

OBS: TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; TGCS: turbina a gás de ciclo simples

Neste sentido, em sistemas estáveis, a penetração das NER em um curto período de tempo provoca “efeitos de utilização transitórios” elevados. Com a maior geração intermitente, o parque gerador residual passa a ser deslocado recorrentemente, impactando na operação e remuneração da capacidade anteriormente instalada, desenhada para operar com menor variabilidade e maior previsibilidade. Neste cenário, o fator de capacidade de plantas voltadas para base (*baseload*) e para variações frequentes (*mid-merit*) é reduzido, tornando o parque gerador residual inadequado para o novo sistema.

Os efeitos de utilização transitórios permanecem presentes até a readequação do parque gerador residual à nova realidade, com a redução das plantas inflexíveis voltadas para base da geração e o reequilíbrio das centrais aos respectivos fatores de capacidade mais adequados. Esta mudança estrutural no parque gerador residual indica o “efeito de utilização persistente”, que decorre inevitavelmente da nova configuração ótima da matriz elétrica (Figura 2).

Ao contrário dos sistemas elétricos estáveis, que estão sujeitos aos custos transitórios do efeito de utilização, os sistemas dinâmicos se defrontam com uma janela de oportunidade: se os investimentos

necessários forem direcionados no sentido de conferir a flexibilidade mais adequada ao protagonismo das NER (efeito de utilização persistente), os sistemas dinâmicos podem evitar os custos transitórios.

Desta forma, a introdução das NER, tal como de qualquer outra tecnologia, está sujeita a “custos de integração”, determinados pelas especificidades de cada sistema e, em geral, agrupados em custos relacionados: ao (re) equilíbrio estático do sistema (efeito equilíbrio); ao (re) equilíbrio dinâmico, isto é, à adequação do parque gerador (efeito utilização); e aos investimentos adicionais em expansão e reforços da rede.

A ampliação da rede, com maior interligação com outros sistemas elétricos, possibilita ganhos com economias de escala e escopo. Os ganhos com economia de escala decorrem do maior tamanho do mercado, que viabiliza a operação de centrais mais eficientes e o aproveitamento de recursos concentrados em locais distantes dos centros de carga. Os ganhos com economias de escopo decorrem da maior diversidade temporal dos padrões de consumo, que suavizam o pico da demanda do sistema, aproximando a carga máxima da carga média e, conseqüentemente, aumentando o fator de carga das centrais. Ambos os ganhos reduzem a capacidade instalada total necessária para atender o sistema, diminuindo a necessidade de novos investimentos. O intercâmbio entre sistemas com perfis de consumo complementares possibilita, ainda, redução da sobrecapacidade instalada, uma vez que a importação de energia se traduz em reserva adicional disponível.

Conclui-se, assim, que sistemas elétricos com mais elementos de flexibilidade podem acomodar mais facilmente o maior protagonismo das NER. As quatro principais fontes de recursos de flexibilidade disponíveis são: plantas de geração despacháveis; interconexão de regiões e mercados; mecanismos de resposta da demanda; e estocagem. No entanto, mais do que garantir a presença de elementos de flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração apropriada para as diversas fontes de flexibilidade.

3. O DESAFIO DE PROVER A MAIOR FLEXIBILIDADE EXIGIDA

Paralelamente às questões operacionais que surgem com o protagonismo das NER, discutidas anteriormente, se impõe o desafio regulatório de proporcionar a maior flexibilidade exigida aos sistemas elétricos.

Nos mercados de eletricidade liberalizados, principalmente nos europeus, as NER foram inicialmente introduzidas à parte dos sinais de preço balizadores das tecnologias tradicionais – por meio de esquemas especiais, com tarifas incentivadas (*feed-in*). As justificativas usuais para o desenvolvimento à margem do mercado recaem sob os

custos iniciais elevados de capital das NER, às pressões ambientais pela introdução imediata de tecnologias com baixa emissão de carbono e às dificuldades de competição direta entre as NER e as fontes despacháveis nos típicos mercados horários de energia para o dia posterior (*day-ahead market*).

Nesses mercados de energia (*energy-only markets*), em que as centrais são remuneradas a partir da venda direta de energia no mercado, a penetração massiva das NER deprime significativamente o preço *spot*, comprometendo a remuneração de todas as centrais. Frente aos desafios da maior flexibilidade requerida e aos elevados custos transitórios, Keay (2016) advoga que os mercados de eletricidade estão “quebrados”, na medida em que os preços não mais incentivam os investimentos necessários, não remuneram adequadamente os ativos existentes e não conferem sinais adequados aos consumidores.

Neste contexto, a participação expressiva das NER, ao mesmo tempo em que demanda maior energia de reserva para o sistema, compromete a remuneração das plantas com despachos mais reduzidos e variáveis. Para contornar esta falha de mercado, face à incapacidade da coordenação descentralizada dos sinais de preço garantir a adequação do portfólio, alguns países têm retomado uma coordenação mais centralizada de seus sistemas por meio da adoção de mecanismos de remuneração de capacidade (FINON e ROQUES, 2012).

Os mecanismos de remuneração de capacidade foram instituídos como solução para falta de remuneração de capacidade desejável ao sistema. Há várias formas possíveis de implementá-los, mas, em essência, todas envolvem determinações quanto a preço ou quantidade que assegurem a contratação de potência necessária para atender a demanda adequadamente (CRAMTON, OCKENFELS, e STOFT, 2013).

Originalmente, os mecanismos de remuneração de capacidade foram concebidos como solução para viabilizar a contratação de centrais voltadas para o pico da carga (*backup*), com baixo fator de capacidade, incapazes de remunerar todos os seus custos diretamente no mercado, dado algumas limitações impostas ao seu bom funcionamento (como preço-teto reduzido). Esta remuneração inadequada, que expõe o sistema a riscos de suprimento, ficou reconhecida pela literatura como “*missing money problem*” (JOSKOW, 2008) e é tipicamente solucionada pela utilização de mecanismo de remuneração de capacidade. Entretanto, a utilização desses mecanismos para o problema da inadequação do portfólio face à penetração das NER revela-se uma solução, no mínimo, incompleta.

Gottstein e Skillings (2012) alertam que os desafios de maior flexibilidade dos sistemas não são superados via contratação que assegure apenas disponibilidade de capacidade adicional, sem atentar para os atributos e características operacionais dos recursos (*capabili-*

ty resources). As NER demandam, mais do que sobrecapacidade de reserva, flexibilidade da geração residual para preencher oscilações bruscas e inesperadas da oferta intermitente. A manutenção de margens de reserva elevadas não afasta os riscos à confiabilidade do suprimento em sistemas com reduzido grau de flexibilidade. Como apontam Glachant e Henriot (2013), muitos mecanismos de capacidade implementados em mercados com maior participação das NER não foram voltados para ampliar a flexibilidade do sistema.

Pode-se concluir, então, que os mecanismos de capacidade se constituíram como solução para um problema “quantitativo” de *missing money*, relacionado à disponibilidade de capacidade de reserva. Porém, não constituem solução, a priori, para um problema “qualitativo” de *missing money*, qual seja, a escassez de remuneração adequada à maior flexibilidade requerida.

Neste sentido, alternativamente à utilização de mecanismos de remuneração de capacidade, algumas soluções apontam para o aperfeiçoamento dos próprios mercados de energia. Como os mercados elétricos não foram concebidos para uma larga participação de energias renováveis intermitentes, os aprimoramentos técnicos para maior e melhor integração das NER demandam aperfeiçoamentos no desenho e na estrutura dos mercados (*market design*).

Deste modo, como defendem Finon (2015) e Glachant e Henriot (2013), é preciso ampliar a oferta de produtos e serviços que remunerem as novas necessidades de flexibilidade – responsabilizando os geradores pelos custos gerados de adequação dos sistemas e tornando os consumidores reativos às frequentes oscilações de preço. Para a mesma direção apontam Gottstein e Skillings (2012, p. 5): “*a clear value for flexibility must be apparent to plant operators and conversely, power plant that is not flexible or flexible enough should not be rewarded equally with assets that provide the necessary flexibility*”.

Entretanto, as possíveis soluções para maior provisão de flexibilidade ao sistema não se excluem, ou se opõem, necessariamente. Deve-se notar que para os países europeus, a solução via aprimoramento do mercado de energia pode tornar-se preferível por ampliar as possibilidades de integração ao reduzir a diversidade de mecanismos de capacidade, potencialmente incompatíveis. Entretanto, a experiência brasileira de leilões de capacidade, com a disputa por contratos de disponibilidade, revela que os mecanismos de remuneração de capacidade não precisam ser, necessariamente, míopes quanto a especificidades dos recursos.

Conclui-se que não há uma solução única para o desafio de prover maior flexibilidade aos sistemas elétricos. Ao desafio comum de adequação à variabilidade das NER, sistemas elétricos distintos, com diferentes estruturas de mercado, demandam respostas distintas.

4. PERSPECTIVAS PARA O SISTEMA BRASILEIRO: DESPERDIÇANDO FLEXIBILIDADES?

O sistema elétrico brasileiro pode ser classificado como um sistema dinâmico e extremamente flexível. Por um lado, projeta-se elevação de 3,5% ao ano do consumo per capita para os próximos dez anos (EPE, 2015). Por outro, a predominância hidráulica, a significativa estocagem hídrica e a interconexão continental de suas diversas regiões geográficas, situam o Brasil em posição privilegiada face ao protagonismo das NER.

O parque gerador brasileiro, em dezembro de 2015, contava com 144 GW de capacidade instalada, dos quais 84% proveniente de fontes renováveis: 70% hídrica, 8% biomassa e 6% eólica. A participação térmica responde por 24% da matriz – os combustíveis fósseis (gás natural, óleo, diesel e carvão) contribuem com 14% da potência instalada e o nuclear com pouco mais de 1%.

No sistema brasileiro, a elevada estocagem hídrica (mais de 200 TWh) permite não apenas a regularização da variabilidade das afluições tropicais, como a “captura” da geração proveniente das outras fontes por meio da geração hidráulica evitada. Ou seja, o deslocamento da geração hídrica permite a reserva da água não turbinada nos reservatórios, contribuindo para elevada complementação energética.

Neste contexto, a complementação térmica foi concebida como *back-up* da geração predominante hidráulica, para atuar esporádica e pontualmente em momentos hidrológicos adversos. Para tanto, a disponibilidade térmica latente e preferencialmente evitada, por resultar em consumo custoso de combustíveis fósseis, foi estruturada para ser flexível, de modo a não restringir a otimização do despacho intertemporal realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A decisão de quanta água utilizar ou guardar pressupõe a flexibilidade entre acionar ou não a disponibilidade térmica. Assim, na matriz hidro-térmica, a abundância hídrica, a sua disponibilidade provida pelos reservatórios interligados e a complementação térmica flexível constituem “flexibilidades intrínsecas”, essenciais ao sistema.

Neste contexto, a disponibilidade e flexibilidade térmica foram garantidas ao sistema por meio dos contratos de disponibilidade de energia de longo prazo, firmados com as distribuidoras. Trata-se de um mecanismo de remuneração de capacidade que garante a contratação de reserva necessária ao sistema. As diversas alternativas de expansão são comparadas entre si por um Índice de Custo Benefício (ICB) que leva em conta as particularidades do sistema brasileiro, penalizando fontes que evitem a geração hidráulica (ROMEIRO et al., 2014). Já a geração hídrica, que atua na base da carga, foi estruturada originalmente para ser remunerada pela quantidade de energia produzida, compartilhando o risco hidrológico com todo o bloco hidráulico.

A tendência atual, entretanto, é também remunerar a geração hidráulica sob a forma de disponibilidade, seja por cotas (MP nº 579/2012) ou por repactuação dos riscos hidrológicos (MP nº 688/2015).

Entretanto, o sistema dinâmico brasileiro encontra-se em plena transformação. Por um lado, a expansão hídrica remanescente será aproveitada por usinas a fio d'água, sem expandir a reserva hídrica disponível. Por outro, a maior variabilidade e imprevisibilidade da oferta tende a aumentar significativamente com a maior participação das NER (principalmente eólica, cuja penetração ocorre a taxas elevadas) e das hidrelétricas a fio d'água. Nesta direção, a geração distribuída pode acelerar ainda mais a penetração das NER com a instalação de painéis fotovoltaicos, demandando maior flexibilidade do parque residual.

Neste contexto, a importância relativa dos reservatórios hídricos, em relação à carga, tende a se reduzir gradativamente. Consequentemente, o deplecionamento anual dos reservatórios tende a ser cada vez mais acentuado, comprometendo a garantia de suprimento. Para recuperar o armazenamento hídrico, a complementação térmica tende a ser cada vez mais frequente e duradoura, mesmo em períodos hidrológicos normais. Observando estas tendências, o ONS (2014) constata “a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN”.

O sistema já percorre esta trajetória, com geração térmica média superior a 20% da carga desde 2012, ante a participação inferior a 10%. O maior despacho térmico é garantido, em grande parte, por despacho fora da ordem de mérito do Operador, sendo arcado por Encargo de Serviço do Sistema. Como este não é internalizado no custo marginal de operação, parte significativa e crescente do “preço” da energia no Brasil é mascarada, comprometendo a sua capacidade, já precária, de sinalização.

Na matriz em transformação, a configuração “hidro-térmica-NER” requer elevada flexibilidade do parque gerador residual. A “flexibilidade intrínseca” provida pelos reservatórios já existentes é o recurso mais adequado para prover os serviços de flexibilidade requeridos pelo novo sistema. Nesta configuração, grande parte da complementação térmica deve ser deslocada para a base da geração, recompondo o grau de regularização dos reservatórios.

Entretanto, o planejamento da expansão persiste em privilegiar a contratação de térmicas flexíveis sob uma lógica em plena transformação. Ao invés de flexibilidade térmica em função da geração hidráulica, o protagonismo das NER requer flexibilidade do parque gerador residual que confira rápida capacidade de resposta para garantir o suprimento. Estes serviços de flexibilidade podem ser adequadamente providos pela disponibilidade hídrica já existente, enquanto que a manutenção de níveis de reserva elevados pode garantir alta penetração

das NER.

Assim, a flexibilidade térmica torna-se “extrínseca” ao sistema, já que a maior geração térmica, na base, garante a preservação do estoque hídrico e o liberta para desempenhar a sua flexibilidade “intrínseca”. Trata-se de um novo papel para os reservatórios hídricos – se antes era prioritariamente direcionado para a geração de energia e modicidade tarifária, agora é reorientado para provisão de flexibilidade.

Neste contexto, a geração hidráulica tende a ser menor, já que a água contida nos reservatórios passa a ser mais valorizada. Porém, ao invés de se estabelecer mecanismos de remuneração do estoque hídrico preservado, pode-se pensar em remuneração da flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hidráulico. Do mesmo modo que a água preservada no reservatório, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das NER. Desta forma, ao invés de compensar a perda de receita das centrais hídricas pela remuneração do estoque, pode-se remunerar adequadamente o valor da flexibilidade aportada ao sistema.

A maior vantagem de se remunerar a flexibilidade e não o estoque diretamente, que se mantém preservado pelo deslocamento da geração hídrica pelas NER e pela inflexibilidade térmica, é estruturar mecanismos (ou mercados) de flexibilidade que induzam a remuneração de outros recursos essenciais de flexibilidade, como a resposta mais sensível da demanda às oscilações do valor da energia. Ao se valorizar adequadamente o valor instantâneo da oferta, obtêm-se, paralelamente, sinais apropriados para a demanda.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O protagonismo das NER requer maior flexibilidade do parque gerador. Sistemas dinâmicos têm a janela de oportunidade de orientar a expansão do sistema na direção de maior integração das NER, enquanto que sistemas estáveis incorrem em custos mais elevados de integração. Neste percurso, quanto maior a disponibilidade de elementos de flexibilidade, maior o potencial de penetração das NER. Os principais recursos de flexibilidade decorrem, principalmente, de plantas de geração despacháveis, interconexão de regiões e mercados, mecanismos de resposta da demanda e estocagem. Porém, o presente trabalho indica que mais do que garantir a presença de elementos de flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração apropriada para as diversas fontes de flexibilidade.

A experiência recente aponta para a utilização de mecanismo de remuneração de capacidade para garantir a remuneração adequada da potência e disponibilidade necessária ao sistema em contexto de preços de energia depreciados pela maior participação das NER.

Entretanto, esses mecanismos são, em geral, míopes quanto aos atributos dos recursos remunerados. Trata-se de uma solução para o clássico problema de “*missing money problem*” de caráter quantitativo, relativo a remuneração de reserva para ponta da demanda. Não se traduz necessariamente, no entanto, como solução para um novo problema de “*missing money problem*” de caráter quantitativo, relacionado a necessidade de recursos flexíveis, capazes de acomodar a maior variabilidade da geração residual.

Alternativamente, a literatura aponta para o aprimoramento dos mercados de energia como forma de remunerar a flexibilidade exigida, instituindo produtos e mercados adequados. Esta solução facilita a maior integração de mercados e sistemas, ao evitar que diferentes soluções nacionais resultem em mecanismos de remuneração incompatíveis.

Entretanto, não há solução única para o desafio de prover maior flexibilidade aos sistemas elétricos. Sistemas distintos, com diferentes estruturas de mercado e elementos de flexibilidade, demandam respostas distintas.

Nesta perspectiva, com uma matriz elétrica renovável e um sistema ainda em expansão, o Brasil desfruta de uma posição privilegiada. A penetração das NER no país, estruturada de forma competitiva em leilões de longo prazo, sucede em harmonia com o sistema hidrotérmico predominante.

Embora o sistema brasileiro já disponha de elevada flexibilidade hídrica, favorecendo a penetração da geração intermitente das NER, a expansão da matriz persiste em adicionar flexibilidade térmica ao sistema, como fonte de back-up para momentos hidrológicos críticos. Considerando um horizonte próximo com geração significativa das NER e menor importância relativa do estoque hídrico, a participação térmica tende a ser cada vez mais inflexível (na base da geração). Neste contexto, ao invés de se estabelecer mecanismos de remuneração do bloco hídrico, como indicado pela evolução regulatória recente, pode-se remunerar a flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hidráulico. Do mesmo modo que a água preservada no reservatório, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das NER. Ao se valorizar adequadamente o valor instantâneo da oferta, obtêm-se sinais apropriados para a demanda.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAJAY, S.; DESTER, M.; ANDRADE, M. (2013). A Integração das Fontes Renováveis na Matriz de Energia Elétrica Brasileira e o Papel da Hidroeletricidade como Elemento Facilitador de Política Energética e Planejamento. *Revista Brasileira de Energia*, Vol.19, Nº1
- BICALHO, R. (2015a). Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico. *Boletim Infopetro*, Ano 15, Nº 1.
- BICALHO, R. (2015b). O setor elétrico em transformação. *Boletim Infopetro*, Ano 15, Nº 4.
- CEER (2014). Recommendations for the Assessment of Electricity Generation Adequacy. Ref: C13-ESS-33-04.
- CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S. (2013). Capacity Markets Fundamentals. *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2.
- CRASSOUS, R.; ROQUES, F. (2015). Les Coûts Associés à l'Insertion des ENR Intermittentes dans le Système Électrique – Une Revue de la Littérature. *Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine*. Working Paper 2015-11.
- EPE (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.
- FINON, D. (2015). Le Besoin de Marchés de la Flexibilité: L'Adaptation du Design des Marchés Électriques aux Productions D'Énergies Renouvelables. *Chaire European Electricity Markets – Fondation Paris-Dauphine*. Working Paper 2015-13.
- FINON, D. ; ROQUES, F. (2012). European Electricity Market Reforms: The Visible Hand of Public Coordination.
- GLACHANT, J.; HENRIOT, A. (2013). Melting-pots and Salad Bowls: The Current Debate on Electricity Market Design for RES Integration. *Cambridge Working Paper in Economics* 1354.
- GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. (2012). Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System. *RAP working paper*.
- IEA (2012). *Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System*. Paris: OECD/IEA.

IEA (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

JOSKOW, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. *Utilities Policy*, vol. 16.

KEAY, M. (2016). Electricity markets are broken – can they be fixed? OIES Paper: EL 17.

ONS (2014). Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014. Sumário Executivo.

MIT (2011). The Future of the Electric Grid – An Interdisciplinary MIT Study.

SOVACOOOL, B. (2009). The Intermittency of Wind, Solar, and Renewable Electricity Generators: Technical Barrier or Rhetorical Excuse? *Utilities Policy*.

ROMEIRO, D.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2014). A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. VII Jornada Científica AB3E.

