



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

AValiação da Proposta da Separação de Lastro & Energia no Brasil - Mercado de Capacidade

T. PRANDINI J.C. MELLO
THYMOS ENERGIA

RESUMO

Este trabalho investiga a proposta de implantação de um mercado de capacidade no Brasil. O artigo apresenta a proposta descrita na consulta pública 33 (CP33) do MME, bem como uma avaliação internacional das melhores práticas deste mecanismo. Adicionalmente propõe sugestões para a adoção deste mercado no Brasil. A adoção de um mercado de capacidade no setor elétrico brasileiro é apresentada na Consulta Pública 33 -CP33 do Ministério de Minas e Energia - MME em 2017 – “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico”, que em fevereiro de 2018 foi encaminhado para a aprovação da presidência através do Projeto de Lei 1917/15. O mercado de capacidade é considerado um avanço nos desenhos de mercado. O foco é garantir a competição no mercado de eletricidade com maior segurança de fornecimento e preços de energia justos para os consumidores e que atendam a financiabilidade e o retorno dos investidores em geração. O grande ponto do debate é a transição de um mercado “puro” de energia (“energy-only”) para um mercado de capacidade. O processo de mudança não é uma tarefa trivial e envolve mudanças que devem paulatinamente ser agregadas ao mercado. O fato é que a mudança é positiva e precisa de um marco regulatório para iniciar o processo. O artigo debate algumas questões e soluções possíveis para um mercado de capacidade no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Segurança Eletroenergética, Confiabilidade, Mercado de Capacidade, Estrutura de Mercado.

1.0 - INTRODUÇÃO

Grande parte dos mercados tem como principal alavanca o equilíbrio do preço, que faz com que exista um equilíbrio entre oferta e demanda. Isto é, quando a demanda é maior que a oferta, há um aumento de preço até que sejam realizados novos investimentos e o mercado entre em equilíbrio novamente. O contrário também ocorre, se a demanda é menor que a oferta, haverá uma queda de preços até que se atinja o equilíbrio novamente. O mercado de eletricidade apresenta suas peculiaridades, onde é difícil praticar esse conceito, portanto nesse mercado o apenas o preço da energia não é suficiente para atrair novos investimentos.

Este problema ocorre basicamente por falta de flexibilidade tanto na oferta como na demanda. A demanda atualmente não está equipada com todas as ferramentas que possibilitariam dar uma resposta ao preço no momento adequado. Adicionalmente, muitos consumidores não são tão sensíveis ao preço.

Pelo lado da oferta, como o armazenamento de eletricidade ainda é incipiente e com custos muito elevados, esta também apresenta pouca flexibilidade, o que resulta em racionamentos de energia em momentos onde a oferta é inferior à demanda [1]. Muitos mercados de eletricidade reestruturaram seu desenho de forma a enfrentar os desafios da expansão do sistema e garantir a segurança a um preço otimizado.

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

2.0 - NOVO DESENHO DO MERCADO

Na Teoria de Desenho de Mercado existem duas abordagens básicas para enfrentar o problema de suprimento (“Supply Adequacy”): (i) Preço elevados no Energy-Only Market; e (ii) Preços da quantidade no Mercado de Capacidade [1].

Os atuais mercados de eletricidade reestruturados ilustram a importância e o poder do design efetivo de mercado. Nos últimos 25 anos, os mercados de eletricidade evoluíram para enfrentar desafios econômicos e de engenharia complexos. Apesar de alguns solavancos ao longo do caminho, os mercados obtiveram sucesso no objetivo de fornecer eletricidade confiável ao menor custo para os consumidores. Esta não é uma tarefa simples. A cada segundo, no mercado de energia elétrica a oferta e a demanda precisam se equilibrar pelas leis da física. Milhares de recursos e restrições de rede devem ser satisfeitos. O mercado deve ainda enviar os sinais de preço corretos para motivar a geração eficiente e o investimento em recursos ao longo do tempo [2]. A Erro: Origem da referência não encontrada apresenta uma situação onde o racionamento (“blackout” ou interrupção do fornecimento em vários mercados) ocorre por falta de capacidade de geração em um mercado baseado em preços.

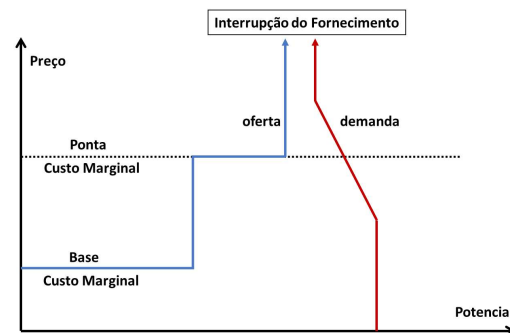


Figura 1 – Interrupção por Falta de Capacidade de Geração [2]

Adicionalmente os mercados podem ser desenhados também considerando diferentes tipos de modelos de despacho. Existem dois modelos de despacho de geração de energia: Loose e Tight Pool [3]. No Brasil desde o princípio da reformulação o modelo “Tight Pool” foi adotado, e o ONS cumpre este papel no SIN.

O modelo Loose Pool é adotado usualmente em países com matriz de energia predominantemente térmica, onde as fontes de geração que irão prover o sistema possuem seus custos de combustível apresentados de forma explícita, diferente do hidrotérmico onde se valora também a necessidade de armazenar água. Neste modelo, geradores e consumidores fazem propostas de volumes e preços que estão dispostos a praticar. Sendo assim, tanto do lado da oferta quanto da demanda deve haver pontos de interseção que definirão os preços de compra e venda. Este modelo tem como benefício o equilíbrio de preços, que é feito pela própria oferta e demanda. Alguns países que operam nesse modelo são Itália, Colômbia (apesar de uma forte matriz hidrelétrica) e Inglaterra.

No sistema Tight Pool, o preço da energia é definido por uma instituição independente e o preço é determinado com base no custo marginal da operação do sistema em decorrência do aumento marginal da demanda. Neste modelo, poder-se-ia pensar que o custo da geração seria praticamente nulo em matrizes hidrelétricas, uma vez que a hidrelétrica não precisa comprar a água que já está armazenada em seu reservatório. Porém, o custo leva em conta a possibilidade de a demanda por energia ficar acima da capacidade de oferta das hidrelétricas. Neste caso, o sistema deveria solicitar o despacho das térmicas, o que encareceria a geração. Caso as térmicas fossem recorrentemente utilizadas para manter os reservatórios das hidrelétricas cheios, mesmo em períodos de condições hidrológicas favoráveis, no futuro poderia ser necessário verter água, o que representa desperdício de energia, e gerir o sistema dessa forma encareceria o custo da tarifa da energia.

Adicionalmente ao desenho de despacho, deve se ter em mente que a energia elétrica, que inicialmente sempre era vista como um produto único, mas com a evolução dos mercados, foram sendo enxergados alguns produtos que compõem o fornecimento de energia, relacionados a seguir:

- Potência: é o fluxo instantâneo da energia, com a medida em watts (W). Como a potência é um fluxo instantâneo, o preço é definido em unidades monetárias por hora, e não apenas unidades monetárias. É comum existir uma confusão no momento de detalhamento da arquitetura de mercado sobre como definir o papel da potência e da energia. O mais comum é que os produtos girem em torno da comercialização de energia e da capacidade instalada.
- Energia: capacidade de gerar movimento de potência ao longo de um determinado período de tempo, com o preço definido em \$/MWh. O preço da energia pode variar durante o dia, quando há restrição da capacidade das fontes. Nos mercados competitivos, a energia é tratada como uma commodity, que é livremente negociada.
- Capacidade: infraestrutura necessária para produzir energia elétrica. Como é algo que aumenta a segurança e disponibilidade do produto para todos é tratada como um bem público, sendo precificada em unidades

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

monetárias por ano (\$/MW por ano) ou, em alguns mercados, é nivelada para unidades monetárias por hora (\$/MWh), podendo ou não incluir alguns custos fixos da disponibilização das máquinas.

- Serviços Ancilares: conjunto de serviços que asseguram segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica. Os principais serviços ancilares são a estabilidade de frequência, controle de tensão, flexibilidade operativa, entre outros.

Conforme o desenho de mercado adotado, esse “fatiamento” dos produtos de energia é implementado. A complexidade do problema econômico que o mercado precisa resolver necessariamente torna o design do mercado desafiador. Historicamente, o investimento em geração de eletricidade era efetuado por empresas que detinham o monopólio. O valor de energia era basicamente um repasse de custos da geradora, que era regulada em alguns fatores tais como rentabilidade e custos [4].

- Sob a reestruturação de eletricidade, os pagamentos obtidos pelos investidores na capacidade de geração são baseados no preço de mercado da energia produzida;
- Sob a ótica dos mercados “energy-only”, todos os pagamentos são baseados no valor da energia e serviços ancilares, providos pela geradora. Embora os mercados de curto prazo sejam a base para o valor da energia, muitos investimentos de geração são garantidos por contratos bilaterais, como ocorre no Brasil
- Sob a ótica dos mercados de capacidade, as unidades de geração são remuneradas com um valor implícito da capacidade da sua usina, além das receitas obtidas pela comercialização de energia e venda de serviços ancilares.

O valor da capacidade é definido por meio de mercados próprios do produto capacidade ou através de requisitos de adequação de recursos. As entidades compradoras de energia devem adquirir capacidade suficiente para atender aos requisitos de planejamento [5]. O investimento substancial em geração ocorreu sob todos os três paradigmas nos últimos 15 anos, com alguns pontos positivos e negativos em cada um.

Muitos, sob a ótica econômica, são mais propensos a confiar em mercados e teoremas, do que políticos e reguladores. Apesar da teoria demonstrar que um mercado “energy-only” é perfeitamente capaz de fornecer um serviço elétrico confiável, alguns mercados ainda dependem de alta de preços de energia como vetor para impulsionar novos investimentos em geração [5]. Existe uma outra frente que defende que o pagamento no desenho de mercado de capacidade é necessário para suavizar a volatilidade dos preços de energia, sem que haja necessidade de chegar próximo ao problema de segurança no suprimento para viabilizar a expansão da capacidade.

O mercado de capacidade tem sido utilizado como ferramenta adicional ao mercado único de energia (base preço spot) em muitos países, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema. Esse artigo aborda a experiência do Reino Unido, Estados Unidos e Países nórdicos como experiência relevante deste mercado. Este artigo se justifica pela importância e atualidade do tema, visto que o desenho do novo mercado ainda está sendo estudado para futura implantação. Neste trabalho são levantadas algumas oportunidades e desafios a serem equacionadas com a introdução de um mercado de capacidade no Brasil.

3.0 - MERCADO DE CAPACIDADE - ESTADO DA ARTE

Os mercados de capacidade de eletricidade trabalham em conjunto com os mercados de energia elétrica para garantir que os investidores criem capacidade adequada de acordo com o nível de confiabilidade planejado. A evolução de um mercado “energy-only” para um mercado de capacidade geralmente está atrelado a diversas falhas de mercado apresentadas no desenho inicial, tendo como principal destaque a necessidade de prover maior segurança ao atendimento à carga, o que está relacionado em como atrair um investimento adequado para prover a expansão do sistema. Essas falhas geralmente são resultantes de uma formação de preços pelo mercado insuficiente para atrair esse nível de investimento necessário, pois a demanda no mercado de eletricidade é altamente inelástica.

A maioria dos consumidores não tem conhecimento dos preços em tempo real da eletricidade, não tem motivos para respondê-los ou não consegue responder rapidamente a eles. Isso contribui para apagões/acionamento em tempos de escassez e para a incapacidade do mercado de determinar os preços de compensação ao mercado consumidor. Além disso, os problemas causados por essa falha de mercado podem resultar em considerável volatilidade de preços e poder de mercado, que poderiam ser insignificantes se o lado da demanda do mercado fosse totalmente funcional.

Os mercados de capacidade são um meio de garantir a adequação dos recursos e, ao mesmo tempo, atenuar outros problemas causados pelas falhas da resposta pelo lado da demanda [1]. A expansão do mercado pode ser realizada de algumas formas. Existem, por exemplo, os mercados que fixam o preço e permitem que a quantidade a ser contratada varie; e alguns outros que travam a quantidade e deixam o mercado regular o preço. As

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

diferenças entre estas duas abordagens será instrumento para planejadores e responsáveis pelos desenhos de mercado que irão sempre avaliar como assegurar a segurança do sistema, criando incentivos para novos investimentos de modo a respeitar o equilíbrio de mercado, evitando retornos exagerados para os investidores.

As diferenças e benefícios das duas alternativas avaliada em [5], onde é apontado que não existe preferência para qualquer uma das contratações, devem ser avaliados os riscos e benefícios para cada mercado. Neste mesmo sentido, uma questão importante é “num mundo de incertezas sob compras centralizadas, é melhor escolher a quantidade necessária - deixando a máxima incerteza sobre o preço a ser pago para obter essa quantidade - ou é melhor escolher o preço disposto a ser pago e ser incerto se o sistema receber mais ou menos do que você precisa?”. A estratégia quantitativa corresponde ao método utilizado na ISO-NE (Operador de New England) de especificação de um nível de capacidade, enquanto o método NYISO (Operador de New York) é uma versão modificada de uma estratégia de preço. O resultado depende das inclinações relativas das funções de custo marginal e benefício marginal ao redor da região onde elas se cruzam, bem como do nível de incerteza sobre elas.

Outra evolução deste desenho de mercado foi a criação de Mecanismos de Remuneração de Capacidade (CRM – Capacity Remuneration Mechanism) a fim de fornecer estímulo adicional aos investidores e garantir que uma quantidade suficiente de capacidade estará disponível. Uma variedade de CRMs tem sido proposta, que podem ser classificados de acordo com o volume ou a base de preço. Os CRMs baseados em volume podem ser agrupados em categorias direcionadas e abrangentes do mercado, como segue:

- Reserva Estratégica: num desenho de Reserva Estratégica, alguma capacidade de geração é reservada para garantir a segurança do suprimento em circunstâncias excepcionais. Um órgão independente, por exemplo, os operadores, determinam a quantidade de capacidade a ser reservada para atingir o grau desejado de adequação e o despacha quando for necessário.
- Obrigações de Capacidade: esquema descentralizado em que obrigações são impostas a grandes consumidores e em entidades de serviço de carga (“LSE”, ainda chamadas de “fornecedores”, que no Brasil é o papel das distribuidoras no atendimento do seu mercado cativo) para contratar um certo nível de capacidade vinculado à sua previsão futura de carga ou demanda. A capacidade de ser contratada é tipicamente maior, por uma margem de reserva determinada por um órgão independente, do que o nível de consumo futuro esperado ou obrigações de fornecimento.
- Leilões de Capacidade: esquema centralizado no qual a capacidade total necessária é definida com grande antecedência à data de fornecimento e obtida através de um leilão por um órgão independente. O preço é definido pelos participantes que obtiverem sucesso no leilão.
- Opções de Confiabilidade: as Opções de Confiabilidade (ROs) são instrumentos similares a opções de compra, onde os provedores de capacidade contratados (normalmente geradores) são obrigados a pagar a diferença entre o preço de mercado no atacado (por exemplo, o preço à vista) e um preço de referência predefinido (ou seja, o “Strike Price”), sempre que esta diferença for positiva, ou seja, a opção é exercida. Em troca eles recebem uma taxa fixa, beneficiando-se de um fluxo de renda mais estável e previsível. De acordo com um esquema de RO, o incentivo para o gerador contratado estar disponível (em tempos de escassez) surge do alto preço de mercado e do fato de que, se não disponível e, portanto, não despachado, ele terá que atender aos pagamentos sob a RO sem receber qualquer receita do mercado.
- Pagamentos de capacidade: Os pagamentos de capacidade representam um preço fixo pago aos geradores pela capacidade disponível. A quantidade é determinada por um órgão independente.

A combinação dos mecanismos e escolhas de um Mercado de Capacidade, considerando a experiência internacional, é apresentada na Tabela 1 [6].

Tabela 1 - Aspectos Principais de um Mercado de Capacidade [6]

Opções/Produtos	Reservas Estratégicas	Pagamentos pela Capacidade	Leilões de Capacidade	Obrigações de Capacidade	Opções de Compra “Call Options”
Preço ou Volume	Volume	Preço	Volume	Volume	Volume
Centralizado ou Bilateral	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Bilateral	Centralizado
Mercado Amplo ou Direcionado	Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo	Mercado Amplo ou Direcionado

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br



3.1 Planejamento e Mercado

A aplicação ótima dos recursos destinados à expansão do sistema de geração & transmissão necessita de um suporte à tomada de decisões por parte do planejador. O problema do planejamento em um sistema complexo como o brasileiro, com um parque de geração diversificado, e uma ampla malha de transmissão interconectada, envolve não apenas a expansão da capacidade instalada para garantir o atendimento à totalidade da demanda, mas também a coordenação da operação, pois as decisões sobre a operação do sistema estão acopladas no tempo e também no espaço em função da interligação das bacias e reservatórios sua multiplicidade de proprietários e outros usos. Para o planejamento da expansão, o conhecimento da capacidade energética do sistema é fundamental e, para este, o planejamento da operação e suas regras são determinantes.

O planejamento deve ser sempre avaliado com a melhor escolha as alternativas para expansão da oferta. Neste cenário, pode ser citado o PIR - Planejamento Integrado de Recursos que consiste na seleção da expansão da oferta de energia elétrica, objetivando a busca da satisfação das necessidades do SIN no seu entorno (temporal e geográfico). Os processos do PIR avaliam o planejamento de forma integrada onde se avaliam o aumento da capacidade instalada em conjunto com outros temas como a conservação e a eficiência energética, autoprodução e fontes renováveis. Esse planejamento busca garantir a confiabilidade da entrega da energia considerando os aspectos técnicos, econômico-financeiros e socioambientais [7]. Nesse sentido se faz importante a visão e o papel do planejador na definição dos desenhos de mercado.

4.0 - AVALIAÇÃO DE MERCADOS

O mercado de capacidade tem sido utilizado como ferramenta adicional ao mercado único de energia (“energy-only”) em muitos países, com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema. Esse artigo aborda a experiência do Reino Unido, Estados Unidos e Países nórdicos como experiência relevante deste mercado

4.1 Reino Unido

O Governo do Reino Unido lança, entre 2010-2015, a terceira reforma do setor elétrico, denominada “Electricity Market Reform” (EMR) buscando (i) descarbonizar o suprimento de energia elétrica; (ii) segurança do suprimento; (iii) minimizar os custos para os consumidores. O EMR foi legalmente aprovado em 2013, através do Energy Act 2013 que introduziu vários mecanismos onde se destacam a criação de incentivos explícitos para renováveis e a criação de um Mercado de Capacidade.

Para o tema incentivo a renováveis, criou-se instrumentos em que as tecnologias elegíveis podem competir num leilão para receber um “contrato de diferenças”, que funciona como um seguro, no qual os geradores recebem ou pagam para os consumidores a diferença do preço do mercado atacadista para o preço acordado no leilão.

Para assegurar a segurança do sistema foi criado um mercado de capacidade, no qual são promovidos leilões anuais, com antecedência de quatro anos para disponibilização de capacidade instalada suficiente para atender à demanda pico do sistema.

Podem participar dos leilões usinas novas e existentes que atendam aos requisitos técnicos e regulatórios, sendo o montante definido pelo Governo do Reino Unido e a contratação realizada pelo operador do sistema (“National Grid”). A capacidade necessária é determinada pelo governo e, em seguida, comprada no mercado por meio de um leilão do menor preço do licitante, que enfrenta duras penalidades se não entregar. O primeiro leilão ocorreu em dezembro de 2014 passado para o fornecimento de capacidade para 2018.

4.2 Países Nórdicos

Os países nórdicos formam um dos mercados mais sólidos de energia elétrica do mundo, com diversos produtos físicos e financeiros. As transações físicas são estabelecidas pelo operador (“NordPool”), que é uma empresa regional formada pelos demais operadores dos países membros, funcionando em um sistema de Loose pool com diversas áreas de preços (“Bidding Areas”). Há duas bolsas de energia, a Nasdaq Commodities e a EEX, nas quais é possível realizar contratos financeiros para entrega futura, como também serviços de proteção contra a diferença de preços entre áreas. O NordPool iniciou na década de 1990 a partir da decisão do parlamento da Noruega de desregulamentar o mercado de energia elétrica. Em paralelo, a Suécia também iniciou uma série de reformas nos setores de infraestrutura, incluindo “unbundling” de empresas estatais e privatizações no setor elétrico.

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br



4.3 Estados Unidos

A crise de eletricidade da Califórnia em 2000 e 2001 foi um choque para todos os mercados no EUA. Uma regulamentação problemática combinada com manipulação de mercado por empresas, levou a grandes e prolongados apagões e quedas de energia, atingindo consumidores e indústria. Vários operadores de rede norte americanos reagiram ao colocar mecanismos de capacidade em funcionamento, enquanto outros simplesmente reformaram o mercado “energy- only”. Os EUA agora convivem com diferentes desenhos de mercados entre os Estados americanos. O operador de rede mais importante com um mecanismo de capacidade é a PJM, que atende 13 estados e Washington DC. A Califórnia tem um sistema de capacidade instalado desde 2007. Os mercados de capacidade foram bem-sucedidos na entrega de estabilidade no longo prazo do fornecimento de energia. Existem problemas como volatilidade alta de preços, mas os investimentos em nova capacidade ocorrem. Há críticas substanciais de que os mercados de capacidade resultam em lucros extraordinários para os proprietários de usinas de energia existentes e custam demais ao consumidor. Recentemente, uma atualização substancial do PJM foi introduzida. O desempenho e a confiabilidade dos fornecedores de capacidade precisam melhorar e as penalidades por não entrega foram ampliadas.

5.0 - ESTUDO DE CASO - SISTEMA BRASILEIRO

5.1 Motivadores para a Mudança

Atualmente no Brasil, a energia é comercializada como um único produto, seguindo os padrões dos mercados “energy-only”. Esse perfil de mercado no Brasil apresenta três principais falhas:

- A distorção no sinal de preço causado pela falta de elasticidade da demanda, que pode acarretar numa expansão não adequada para o sistema. Esse tema é mitigado pela sistemática de leilões de energia de longo prazo, que ocorrem no Brasil desde 2004, regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004.
- A volatilidade de preços, intrínseca neste tipo de mercado, resultante do aumento expressivo de fontes intermitentes na matriz brasileira. As oscilações de geração levam à existência de grandes volatilidades de preço em determinadas épocas do ano. Assim, o sistema exige cada vez mais equilíbrio e serviços de reserva, enquanto as taxas de uso de plantas despacháveis flexíveis são reduzidas. A partir desses desequilíbrios, surge a preocupação de como os geradores irão recuperar seus custos e de como fornecer incentivos para que haja nível adequado de investimento em novos projetos.
- A dificuldade de expansão da geração para o mercado livre de energia. Atualmente o mercado brasileiro conta com 70% de Mercado Regulado e 30% de mercado livre. A CP 33 apresenta uma proposta para liberalização gradativa desse mercado até 2022. Hoje existem poucos incentivos para os investidores ampliarem a oferta para o mercado livre, diferentemente do mercado regulado, onde existe toda uma sistemática definida para esse fim. O ponto principal é que o mercado regulado formado pelas distribuidoras pode comprar contratos de longo prazo indexados com a inflação e repassá-los ao consumidor cativo final, através dos reajustes/revisões tarifárias [8].

Uma maneira de viabilizar essa abertura de mercado é a adoção de um mercado de capacidade, onde o lastro (correspondente à componente capacidade) do sistema seria contratado para ambos os mercados, e rateado com todos os consumidores, e a energia seria livremente negociada. Num desenho com Mercado de Capacidade, entende-se que a penalidade por não se contratar energia é o próprio preço spot no curto prazo. A capacidade é um bem público que deve ser custeado por todos os consumidores, com um planejamento e regulação que atendam os objetivos da política energética e levem ao adequado suprimento (“Supply Adequacy”). A vantagem da criação de um Mercado de Capacidade é que se torna possível a liberalização de 100% do Mercado de Energia, dado que a adequação do suprimento é um bem público e assegurado pela estrutura regulatória e de política energética [6].

5.2 Regulamentação

O Decreto nº 5.163/2004 define que o lastro é um certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) correspondente à garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, sendo a contribuição, em MW médios de garantia física, de cada usina para a segurança do suprimento do sistema. A garantia física, assim, corresponde à quantidade máxima de lastro que o agente pode comercializar bilateralmente, portanto o lastro não se refere a energia, e sim à confiabilidade energética. Assim, o referido Decreto, impõe que toda a carga (distribuidoras, consumidores livres e especiais) deva adquirir lastro na medida de seu consumo de energia. Os geradores, por sua vez, têm o lastro definido pelo MME e podem vender esse produto aos agentes,

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br



que necessitam legalmente de apresentar o lastro à CCEE na medida do atendimento de sua carga e contratos [9].

O Decreto 5.163/2004 e a Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004 regulamenta que toda a energia gerada e consumida será medida, contabilizada e liquidada com base no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Portanto conclui-se que existe a obrigação da contratação por parte dos agentes de dois produtos: Lastro e Energia. Entretanto, na comercialização de energia no SIN ambos os produtos são transacionados num único componente, chamado de energia “pura”.

5.3 Aplicação no Brasil

Os dois produtos devem então ser comercializados de forma separada no mercado brasileiro num novo mercado de capacidade verdadeiro. Os produtos seriam então:

- Produto Energia: o produto energia é definido como uma commodity (geração em MWh) e medida no sistema como tal.
- Produto Lastro: é um produto equivalente à Garantia Física e corresponde a contribuição energética para segurança dado um critério de suprimento, conforme a regulamentação atual. Uma visão mais ampla no futuro é de um produto representado por um conjunto de atributos que contribuem para segurança elétrica e energética do SIN.

Esses temas foram apresentados na CP33 do MME em 2017 – Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico. A implementação da contratação de lastro prevê adicionalmente as seguintes medidas adicionais de mercado:

- Redução da obrigação de contratação de energia
- Preferência por contratação de energia na modalidade Quantidade
- Término da Contratação da Energia de Reserva, que estaria também coberta pelo lastro;
- Término da diferenciação de Energia Existente e Energia Nova

A contratação poderá ser por fonte ou atributos admitindo-se empreendimentos híbridos e armazenamento. Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo estes serem negociados no mercado por conta e risco do gerador.

Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como: Confiabilidade; Velocidade de respostas às decisões de despacho; Redução das perdas de energia elétrica; Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição; Atendimento à demanda de energia elétrica; Regulação de tensão e de frequência. As diretrizes para a contratação de lastro também podem ser ferramentas importantes para consideração dos atributos das fontes de energia, permitindo a valoração adequada da contribuição de cada empreendimento ao sistema e a consequente redução de subsídios. Na demanda por novos lastros e seus atributos deve haver o órgão central responsável pelo cálculo da ampliação do lastro, com base em indicadores da segurança eletroenergética, bem como pelo cálculo dos atributos e da necessidade do SIN por estes atributos.

A separação de lastro e de energia pode substituir estruturas atuais de incentivo disfuncionais (por exemplo, desconto no fio), favorecer a homogeneização do produto energia e trazer racionalidade para a valoração de externalidades dos empreendimentos (“atributos”), incluindo a definição de produtos que permitam internalizá-las e criar um mercado para os mesmos. A valoração das externalidades é condicionada à existência de ferramentas, inclusive computacionais, que permitam que as mesmas sejam calculadas de forma não enviesada pelos órgãos competentes.

5.4 Oportunidades e Desafios

Neste trabalho são levantadas algumas oportunidades e desafios a serem equacionadas com a introdução de um mercado de capacidade no Brasil, como relatados a seguir:

- Transição – existem diversos contratos bilaterais em operação no mercado e a adaptação destes mecanismos contratuais não é uma tarefa simples do ponto de vista comercial e jurídico. Uma proposta seria a adoção marginal de um mercado de capacidade, considerando apenas a expansão da energia. A dificuldade de se adotar esta linha de implantação marginal é que o prazo dos benefícios de se adotar um mercado de capacidade serão reconhecidos apenas no longo-prazo. Além disto, existirá um mercado misto de capacidade e apenas de energia pura (“energy-only”), o que trará dificuldades imensas na obtenção de uma regulação transparente e regras de mercado simples. Este trabalho defende uma “transição mais acelerada” com o tempo suficiente para se adequar os contratos bilaterais e criação do mercado separado de energia e lastro.

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

- Contratos Legados – existem contratos de longo prazo (20 a 30 anos) nas distribuidoras que são fruto dos leilões de Energia Nova. Estes contratos são utilizados com garantia de financiamento dos investidores junto às instituições financeiras, principalmente BNDES. Alguma solução específica na transição deve ser reservada a estes contratos. Este trabalho imagina que uma proposta é a separação das atividades das concessionárias de distribuição em 2 segmentos: uma concessionária de gestão do fio, realmente o serviço da distribuidora, e uma autorizada de comercialização com o mercado do varejo, com mercado cativo remanescente, que seria a tomadora dos contratos legados com direito de repasse com os cativos – uma opção é na forma de encargo. Com o passar do tempo esta nova entidade com a migração do mercado livre mais acentuada recolocaria esta energia no mercado competitivo seguindo algumas regras do financiador.
- Estruturação do Mercado de Capacidade – a separação do lastro e energia para todos os contratos seria a partir de determinada meta no tempo com uma transição ajustada com o mercado. Práticas de mercado estabeleceriam os preços do lastro e energia da energia existente num primeiro momento – através de leilões e/ou limites regulatórios. O preço remanescente nos contratos seria qualificado então como energia. No caso das energias novas nos leilões já estariam estabelecidos os preços do lastro e energia. Os lastros de energia nova estariam sendo pagos através de um encargo setorial pago por todos – ACR & ACL. Os encargos de energia existentes poderiam ser negociados diretamente com o mercado, ou incorporados ao lastro sistêmico e pago pelo mesmo encargo setorial [6]. A exigência de contratação do mercado consumidor seria de 100% de lastro, sendo abonados parcialmente aqueles que já estão pagando o encargo setorial. A penalidade por falta de lastro é definida na regulação e utilizada para atenuar o pagamento daqueles contratados. Com isso cria-se um mercado de lastro de curto, médio e longo prazo. No caso da energia a obrigação de contratação é paulatinamente liberada para todos – ACR & ACL. A penalidade por não estar contratado é estar submetido ao preço de curto prazo.
- Definição do Lastro Sistêmico – a partir do momento que existe a separação lastro e energia, o poder concedente deve definir a necessidade do lastro sistêmico com foco na segurança, qualidade do atendimento e inovação tecnológica da matriz. Este lastro sistêmico evidentemente incorpora a matriz desejada e o nível de segurança adequado para esta, com as margens de reserva necessárias. Nos leilões de energia nova se estaria então sinalizando o padrão de energia desejado na definição do lastro sistêmico. Este modelo de definição do lastro sistêmico não é uma tarefa simples, pois deve considerar além do preço do lastro de cada fonte, os seus atributos necessários para uma operação segura do sistema interligado.

Os pontos levantados acima é uma coletânea de ações necessárias para implantar o mercado de capacidade no Brasil. Junto se percebe uma série de desafios e também de novas oportunidades de competição no mercado. O fato é que deve haver um comando do poder concedente e do regulador para que todas as providências entrem na pauta do setor. É certo que mudanças estruturais no desenho de mercado, sempre trazem dificuldades conjunturais para alguns agentes, apesar de uma meta estrutural sistêmica positiva no longo prazo.

5.5 Comercialização dos Produtos

O desenho de mercado brasileiro vai ter que se adaptar com o crescimento da liberdade dos consumidores, e como consequência as questões relativas ao mercado de capacidade, que usualmente é denominado como separação lastro & energia. As motivações principais já foram aqui abordadas no artigo: (i) custos de expansão apropriados de forma clara no ACL e gestão eficiente da expansão considerando a projeção de mercado total; e (ii) Financiamento da expansão. A compra de longo prazo obrigatória se concentraria no produto “lastro” para todo o mercado. O produto “energia” teria uma gestão mais flexível, no entanto cabe lembrar que, a contratação de produto “energia” tem como benefício a redução da volatilidade para o consumidor.

Como deve ser a comercialização dos produtos “energia” e “lastro” nos novos contratos? Partindo do princípio que a meta de retorno do acionista de X% esteja adequada, é possível comparar o preço alcançado pelo produto atual “energy only”, que engloba tudo, com os produtos “energia” e “lastro” de forma separada para que se alcance a mesma métrica do acionista. Atualmente se busca vender um contrato de longo prazo de quantidade no ACR, como um produto “energy-only”, e as metas do acionista são alcançadas se todas as premissas do financiamento e da operação forem atendidas ao longo do tempo. Ou seja, se isolou o “risco comercial” da venda para o projeto. No caso da separação “lastro” & “energia”, o produto “lastro” vai incorporar de forma similar estas condições de contorno da venda no ACR, e também no ACL. Ou seja, nesta parcela do projeto os riscos são os mesmos, e possivelmente menor, já que incorpora também o ACL. O produto “energia” é que vai trazer mais flexibilidade e mais liquidez ao mercado. Ao mesmo tempo, do ponto de vista do projeto, os riscos podem estar aumentando devido a menor previsibilidade na receita futura do projeto.

Visivelmente a precificação dos 2 produtos terá um papel importante nesta gestão do risco para os investidores e para os financiadores. Dependendo do nível de preços de cada produto, o padrão e a segurança da receita muda

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

e a atratividade para o acionista da mesma forma. O perfil de preço do produto “lastro” será definido num leilão competitivo tendo como comprador o mercado ACR e ACL. Ao mesmo tempo, o produto “energia” vai incorporar de forma mais explícita a gestão de risco do acionista, qual seja, duração do contrato, contrapartes, e acima tudo o preço.

Um exemplo interessante seria o de um projeto hidrelétrico de médio porte. Para alcançar uma TIR real de 12% o preço de venda de 100% da GF num CCEAR de 30 anos seria de R\$ 197/MWh, com as premissas atuais de encargos, MRE e financiamento do BNDES. Com a separação “lastro” & “energia”, o produto “lastro” ficaria então com a duração de longo prazo para sustentação do financiamento.

Neste mesmo exemplo, o produto “energia” ficaria então com negociação direta no mercado (ACR ou ACL) numa duração, por exemplo, de 5 anos com recontrações sucessivas ao longo de toda concessão da hidrelétrica. O preço real hoje da contratação da energia e suas recontrações os autores estimam da ordem de R\$ 157/MWh. Evidentemente, este é um nível de risco no plano de negócios, no entanto, as metas são factíveis. Mesmo assim, uma análise de risco pode ser realizada para definição do risco implícito da meta. Considerando que, a meta da venda do produto “energia” é factível, ou mesmo sem risco, é possível buscar numa análise similar com o mesmo fluxo de caixa da venda integral num CCEAR qual seria o preço sugestivo do produto “lastro” para encontrar a mesma TIR? O resultado indica que o produto “lastro” teria um preço indicativo de R\$ 53 / MWh, com todas as condições de contorno de um investimento de longo prazo – financiamento e riscos na operação.

Em suma, o projeto hidrelétrico estaria buscando uma venda do produto “lastro” a R\$ 53/MWh no leilão de longo prazo para todo o mercado, assumindo que seria possível vender o produto “energia” ao preço real atual de R\$ 157/MWh. Com estas práticas comerciais seria possível o acionista confiar numa TIR real de 12%. Uma análise de riscos, não realizada aqui neste exemplo, deverá estar presente nesta análise econômico-financeira e as métricas de risco devem nortear o processo decisório do acionista. Sem perda da qualidade da demonstração de uma ponderação dos produtos “lastro” & “energia”, o risco de recontração recorrente da “energia” foi aqui desconsiderado.

Claro que, as incertezas na receita futura aumentam, porém em paralelo, oportunidades de receitas maiores também existem. Esta será uma gestão do acionista investidor ao desenhar o plano de negócios para seu projeto de energia nova. Evidentemente, por trás de tudo está a competição no mercado como indutor de eficiência nos preços futuros de “lastro” e “energia”.

5.5.1 Leilões Futuros

Os leilões de energia nova se tornaram um sucesso para os novos interessados em colocar novos projetos no sistema brasileiro. No cenário de separação “lastro & energia”, o certame similar seria então para a compra de “lastro” novo. A comercialização do produto “energia” seria uma arbitragem do acionista. Evidentemente que, existirá um processo de adaptação dos projetos com contratos sendo finalizados, que seguiriam a mesma lógica de colocação do “lastro” e liberdade de venda da “energia”.

No entanto, se reconhece que até se alcançar uma estabilidade, a venda mais madura dos produtos “lastro” & “energia” poderia ocorrer de forma simultânea nos leilões. A alocação do custo do lastro para todos os consumidores aconteceria, e ao mesmo tempo se daria oportunidade para os geradores venderem uma parcela do produto “energia” no ACR em contratos de maior duração.

Pelo visto até aqui, a separação tradicional de energia “nova” e “existente” perde sua importância na medida que, apenas o produto “lastro” teria uma designação de projeto “novo” para fins da expansão. No entanto os projetos “existentes” sem contrato também poderiam disputar a composição sistêmica do lastro futuro. Já o produto “energia” teria toda a liberdade de comercialização, dado que “energia é energia”, independente de idade e tipo de fonte. O produto “lastro” seria responsável por qualificar todas as características e atributos necessários para o SIN.

6.0 - CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho busca debater a implantação do mercado de capacidade, ressaltando oportunidades e desafios na implantação deste novo desenho do mercado brasileiro. Esta rota de mudanças no setor elétrico busca dar uma visão futura estruturalmente sustentável com a abertura cada vez maior do mercado e necessidade de maior flexibilidade nas relações comerciais no SIN. O setor elétrico está de frente às mudanças tecnológicas disruptivas, que permitirão maior “poder” ao consumidor (GD, armazenamento, redes inteligentes, carro elétrico, dentre outras) e fontes renováveis com custo marginal de operação “zero”. Isto exige uma mudança drástica no setor elétrico nacional, que permita uma nova ordem econômica que incorpore o atributo do momento – flexibilidade. O mercado de capacidade é um passo importante neste sentido.

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4873
GCR/12

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CRAMTON, P.O., "Capacity Market Fundamentals. Economics of Energy & Environmental Policy", 2013, Fonte: <http://www.jstor.org/stable/26189455>
- [2] CRAMTON, P.O. "Electricity Market Design". Oxford Review of Economic Policy, 2017.
- [3] MARZANO, L. G., "Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado", PUC/RJ, 2004.
- [4] BUSHNELL, J., FLAGG, M., MANSUR, E., "Capacity Markets at a Crossroads", Energy Institute at Haas, 2017.
- [5] FALK, J., "Capacity Markets: Prices vs. Quantities", Energy Market Insights, 2010.
- [6] VIANA, A. G., "Leilões como Mecanismo Alocativo para um Novo Desenho de Mercado no Brasil", USP, 2018.
- [7] UDAETA, M. E., "Planejamento Integrado de Recursos Energéticos - PIR - para o Setor Elétrico", 2001
- [8] PRANDINI, T. M., "Regulação e Competição no Setor Elétrico Brasileiro", USP, 2014.
- [9] GOMES, V., "Separação entre Lastro e Energia no SIN: Fundamentos e Possíveis Consequências para os Novos Geradores", Brasil Energia, 2016.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



THAÍS PRANDINI é graduada em Engenharia Elétrica na Faculdade Mauá, Mestre e Doutoranda na USP, consultora da Thymos Energia

J.C.O. MELLO é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

(*) Thais Prandini

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050
email: thais.prandini@thymosenergia.com.br