

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE PARA A CONSULTA PÚBLICA Nº 034/2017

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições para a Consulta Pública (CP) do MME nº 034/2017 que visa obter subsídios ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026.

A. Considerações iniciais

O PDE é uma ferramenta que auxilia não somente a adequação de longo prazo do ponto de vista do Planejador, mas também as análises de decisões do próprio mercado. As expectativas de matriz, sistema de transmissão e custos/preços é sinalizador para diversos agentes. Nesse sentido, enaltece-se a importância da seriedade e da representatividade do plano, ainda que não seja possível estimar algumas das premissas com exatidão e nem prever a execução do planejamento indicativo.

Nesse sentido, o desenvolvimento de novas metodologias, a exemplo do Modelo de Decisão de Investimento (MDI), são recebidas com elogios pelo mercado. No entanto, os estudos de expansão parecem exigir modelos adicionais, assim como a prática da melhoria contínua. Nesse contexto, a ABIAPE explicita o seu apoio para o aprimoramento ferramental para que o Planejador possa exercer suas atividades com plenitude e modernidade que sua responsabilidade exige.

A Associação sugere ainda que a EPE avalie quais ferramentas e *decks* poderiam ser oferecidas ao mercado, de modo que agentes interessados possam realizar suas próprias análises de sensibilidade e melhor projetar sua posição em relação ao planejamento indicativo.

B. Viabilidade dos Investimentos

Ainda que indicativo para a oferta de energia, o planejamento da expansão tem compromisso com a realidade. Nesse sentido, destacam-se a avaliação da viabilidade econômico-financeira dos projetos e dos efeitos do PDE sobre as receitas (em especial no Mercado de Curto Prazo) das usinas antigas.

Efeito econômico-financeiro – fluxo de caixa

O conceito da comparação das projeções do CMO com o mínimo valor da energia necessário para viabilizar um dos empreendimentos é válido em ambientes liberalizados sob qualquer mecanismo de expansão. Nesse sentido, a ABIAPE sugere que tal comparação seja sempre realizada a fim de avaliar a real factibilidade da implantação de cada uma das usinas elencadas no PDE. Para tanto, a ABIAPE recomenda o uso de modelos econômico-financeiros e não

modelos simplificados somente baseados em custo¹, uma vez que estes são tão somente simplificações do primeiro e devem ter seu uso limitado a estudos específicos que não exigem exatidão.

Adicionalmente, tais ferramentas são de extremo valor na análise dos efeitos na expansão decorrentes de inúmeros fatores externos: variáveis econômicas, políticas setoriais, taxas de juros de financiamento, taxa mínima de atratividade (podendo representar riscos físicos, legais e regulatórios), incentivos fiscais, descontos em tarifas, dentre outros.

Riscos de receitas – usinas antigas

Uma perda na expectativa de receita (*missing money*) pelo gerador pode ocorrer por redução nos cenários de preço, de produção de energia ou ainda de um efeito combinado das duas variáveis². Faz-se importante a EPE monitorar tal questão, uma vez que o risco de perdas de receita resulta em perda de interesse de investidores, elevados *spreads* de risco e judicialização.

C. Interligações

Reforço das interligações

O plano indica³ desperdícios energéticos por meio de vertimentos turbináveis e energia não aproveitada de fontes não despacháveis no cenário de referência. A existência de interligações robustas resulta em menor perdas energéticas, maior confiabilidade no atendimento das cargas e maior liquidez no mercado. Com o acréscimo de fontes não despacháveis, torna-se cada vez mais importante o reforço nas interligações no SIN. Sugere-se realizar análises específicas visando avaliar a expansão das interligações, como a apresentação dos custos marginais de interligações.

Outro aspecto que merece ser estudado é que, mesmo com o aumento dos custos com transmissão (TUST), ainda existem muitas restrições elétricas no sistema. Ou seja, o aumento da RAP das transmissoras deveria ser inversamente proporcional ao montante dos encargos de serviço do sistema de caráter elétrico, diferentemente da incoerência que ocorre atualmente onde os dois custos são crescentes.

¹ Por exemplo, os modelos ditos “puramente econômicos” que calculam o custo de investimento pela razão da soma de custos (anualização do CAPEX/JDC, operação e manutenção e encargos/impostos) com a energia gerada anualmente.

² Por exemplo, a Energia de Reserva tem os efeitos de i) reduzir os preços de curto prazo (pois costuma ter custo variável nulo) e; ii) o montante de geração dos demais geradores (os quais podem ter compromissos de entrega de quantidade de energia associada ao lastro).

³ Na seção 3.5.2, item “Análise detalhada em base horária”.

Nova interligações ao SIN

Nos últimos anos, quatro capitais de Estados brasileiros foram interligadas ao SIN: Porto Velho (2009), Rio Branco (2009), Manaus (2013) e Macapá (2013). Os estudos iniciais costumam projetar grande economia na interligação de áreas isoladas ao SIN. No entanto, na prática surgiram custos significativos devido aos atrasos em obras de transmissão, distribuição e despacho termelétrico local como *backup* (apesar da interligação).

O PDE 2026 prevê a interligação de Boa Vista, a última capital de Estado isolada do SIN. Considerando os problemas e as discrepâncias observadas entre os custos esperados e os realizados como as últimas interligações de sistemas isolados ao SIN, a ABIAPE recomenda atenção no planejamento. Deve-se, ao máximo, adequar o planejamento à realidade do sistema isolado, para que os resultados não sejam frustrados. Também deve-se ponderar cenários de sensibilidade em relação à expansão de referência, incluindo atrasos nos cronogramas de expansão ou outras eventualidades.

D. Custo Marginal de Expansão (CME)

Importância

O Custo Marginal de Expansão representa uma importante informação do valor da energia no longo prazo, sendo considerada por projetistas, investidores e financiadores em suas decisões. A credibilidade do CME faz-se essencial, mesmo que os agentes tenham outras bases para subsidiar suas decisões.

Tradicionalmente, o Custo Marginal de Dimensionamento (CDM) era a informação de valor de energia utilizado na otimização de parâmetros de usinas, em especial hidrelétricas, a saber: níveis mínimo e máximo dos reservatórios, potência instalada e, algumas vezes, o canal de adução. Por alguns anos o CMD deixou de ser publicado, sendo que projetistas passaram a utilizar o CME como substituto.

Sendo que em algumas ocasiões, por razões metodológicas, o CME indicou valores abaixo das expectativas de preço de energia, possivelmente algumas usinas hidrelétricas foram subdimensionadas, resultando em perdas virtualmente irreversíveis de potência, energia e regularização.

Nesse sentido, sugere-se estimar custos (ou preços, usando modelos econômico-financeiros) marginais referentes à expansão do horizonte do PDE.

Uso no cálculo da Garantia Física

O uso do CME obtido pela nova metodologia⁴ para os mais variados fins deve ser avaliado com cautela. Nesse contexto, a ABIAPE recomenda uma discussão ampla sobre o novo CME para fins do cálculo da Garantia Física de novas usinas ou da revisão desta para as usinas existentes.

E. Cenários de sensibilidade do PDE

Os sete cenários de sensibilidade, além do cenário de referência, formulados neste PDE mostram a preocupação por parte da EPE em reconhecer incertezas e avaliar suas possíveis repercussões. A ABIAPE parabeniza a EPE pelo estudo, julgando-o importante para transparência e avaliação de riscos.

Em 2016 o Brasil ratificou o Acordo de Paris (COP21), o qual poderá implicar em custos adicionais para o mercado de energia elétrica. Sugere-se realizar uma avaliação de sensibilidade do PDE considerando tal acordo, de modo que sociedade brasileira conheça seus prováveis impactos.

F. Mecanismo de desenvolvimento de projetos

Ainda que seja um tema não diretamente relacionado ao PDE, o mecanismo de desenvolvimento de projetos tem elevada importância para a expansão. Diante da reduzida oferta de projetos hidrelétricos nos leilões de concessão, a ABIAPE identificou três questões que merecem discussão e avaliação:

Continuidade do desenvolvimento da fonte hidráulica:

Se no passado buscava-se grandes usinas, com barramentos altos e reservatórios de regularização plurianual, hoje esse tipo de arranjo se tornou menos viável diante das manifestações socioambientais, muitas vezes desconhecedoras das relações custo/benefício energético e ambiental.

Contudo, o Brasil poderia melhor aproveitar as condições de regularização proporcionadas pelas barragens existentes, geralmente nas cabeceiras dos principais rios, e adotar um modelo similar ao que existe nos rios Danúbio e Reno, com usinas de baixa e baixíssima quedas (*ultra low head*) e potências médias (até 500 MW), próximas às redes de transmissão. São usinas sem reservatório, que aproveitam a regularização de montante e, em alguns casos, com a utilização de diques (baixos) nas margens do rio para evitar áreas inundadas.

O país tem vários rios que oferecem essa condição, como o próprio rio São Francisco entre a UHE Três Marias e a UHE Sobradinho.

⁴ Formado por CME energia + CME potência (inclui o requisito de demanda de potência).

Assim, não se pode simplesmente descartar uma fonte sem oferecer outros tipos de aproveitamento hidráulico e renovável.

Responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos:

A abertura do mercado de energia pela Constituição Federal de 1988, em especial a criação do produtor independente, posteriormente, pela Lei nº 9.074/1995, criou um problema para o planejamento com relação à responsabilidade pelo desenvolvimento de projetos hidrelétricos.

Se por um lado, o empreendedor que desenvolve o projeto que irá para leilão tem informações privilegiadas para vencer o certame, por outro a contratação de projetos hidrelétricos pela EPE, por licitação e pelo critério de menor preço, vem apresentando dificuldades e reduzindo a oferta de bons aproveitamentos.

O país necessita de um modelo para viabilizar a elaboração de projetos de usinas hidrelétricas que garantam isonomia de informação nos leilões e que sejam desenvolvidos com qualidade à altura da importância e do vulto do investimento.

Responsabilidade pelo licenciamento ambiental dos projetos:

Não há dúvida que a obrigação de licenciar os projetos hidrelétricos antes dos leilões trouxe segurança ao investidor. Nos leilões de concessão realizados de 1996 a 2002, do total de 54 usinas leiloadas, 13 não obtiveram sucesso no licenciamento ambiental e foram abandonadas/alteradas.

Entretanto, enquanto o licenciamento (obtenção de LP) é conduzido pelo empreendedor, as exigências e condicionantes socioambientais são duramente questionadas (até judicialmente), pois podem representar redução de receita ou até a inviabilização do projeto.

Quando o projeto é conduzido pela EPE, o setor desconhece o empenho para a obtenção da licença e se, ao encontrar resistência do órgão licenciador, a EPE assume a supracitada postura do empreendedor.

Diante do exposto, é necessária ampla discussão sobre o assunto para que o país continue fazendo uso de fontes renováveis, com benefícios à operação do SIN e ao mercado de energia, considerando a devida segurança. A ABIAPE se coloca à disposição da EPE para contribuir e tratar do tema.