



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO



PNE 2050

PLANO NACIONAL DE ENERGIA



VERSÃO PARA
CONSULTA PÚBLICA



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Potência Complementar

A oferta adicional para o atendimento à demanda máxima, denominada genericamente como Potência Complementar no relatório do PNE 2050, é definida como o montante de potência necessário no momento em que o sistema precisa de complementação. Em outras palavras, a Potência Complementar seria composta por um conjunto de tecnologias que contribuem, de forma segura, para o balanço de potência instantâneo considerando seus custos e a baixa probabilidade de despacho, dentre as quais podemos destacar:

- i. Usinas termelétricas flexíveis;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Armazenamento químico de energia (baterias).

Contudo, as seguintes limitações se impuseram quanto à representação tecnológica para os exercícios quantitativos apresentados ao longo do relatório:

1. Metodologia de projeção de demanda horária por subsistema durante todo o horizonte do PNE;
2. Metodologia de projeção de oferta horária por fonte (em particular, previsão de disponibilidade dos recursos para as renováveis não controláveis) e por subsistema durante todo o horizonte;
3. Preço (horário) dos serviços prestados por cada fonte ao sistema;
4. Ferramenta computacional associada a uma maior desagregação temporal e espacial no horizonte do problema.

Em relação à metodologia de projeção de demanda a cada instante, há uma dificuldade inerente em se estimar a curva de carga no longo prazo em uma perspectiva de mudanças de preferências e hábitos de consumidor, novos equipamentos e impactos regulatórios associados a um sistema de preços horários (ou eventualmente sub-horários) sobre o consumo de energia elétrica. Desse modo, a opção foi considerar um modelo que atenda apenas à demanda de energia média e máxima (ponta). Além disso, outra complexidade para a modelagem consiste no fato de que o armazenamento configura-se também uma carga para o sistema, o que requer uma representação mais detalhada das diferentes tecnologias, com seus prazos de abastecimento e disponibilização da carga, além de tempos de resposta e possíveis serviços que possam prestar ao sistema.

No caso da metodologia de projeção de oferta a cada instante, o desafio está relacionado à estimativa da geração (ou disponibilidade de oferta de energia) no futuro. Nesse sentido, há que se considerar que os atuais padrões não necessariamente serão mantidos, especialmente para as renováveis. Por exemplo, uma das questões pertinentes está relacionada a possíveis alterações dos padrões atuais de disponibilidade desses recursos ao longo do dia e do território nacional em decorrência dos efeitos das mudanças climáticas.

Outro aspecto que traz complexidade para a avaliação da efetiva disponibilidade de recursos para o atendimento à necessidade de potência complementar está relacionado ao fato de que, pela estrutura atual de formação de preços no mercado de energia elétrica, não se tem clareza sobre a efetiva resposta a momentos de escassez relativa ao longo do dia (mais críticos para o suprimento de potência). A expansão dessa oferta de potência complementar pode estar associada tanto à implementação dos chamados mecanismos de capacidade quanto de mecanismos de mercado baseados em preços de curto prazo, desde que estes sejam eficazes na sinalização de decisões de investimento e de financiamento.

Por questões ligadas à dimensionalidade da modelagem computacional, a metodologia utilizada para o longo prazo nos exercícios quantitativos adotou base trimestral, aceitando que sua função seja identificar as tendências, oportunidades e desafios estratégicos para, então, passar à análise tática, de menor prazo, com modelagem específica e mais apropriada para valorizar as oportunidades de cada tecnologia de suprimento.

Portanto, o modelo utilizado para o exercício de simulação de longo prazo somente considera dois patamares de carga (média e máxima) por trimestre, nos quais o serviço de potência complementar é atendido pela tecnologia representativa

de usinas termelétricas de partida rápida. Dessa forma, a solução do exercício de simulação pode ser interpretada como o mercado potencial para a potência complementar, sendo que, na prática, tal serviço será predominantemente oferecido pela tecnologia mais competitiva. No entanto, é bem provável que, dadas as dimensões territoriais do País e suas diferenças regionais, as 4 alternativas listadas coexistam ao longo do horizonte do PNE 2050. De qualquer modo, as demais alternativas de tecnologia são consideradas em outras seções do relatório do PNE 2050 de modo qualitativo. Cabe destacar que, para cada possível solução tecnológica, diferentes desafios se apresentam.

As soluções de armazenamento apresentam desafios que extrapolam a representação matemática apresentada acima. O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro dificulta a participação desse tipo de recurso ao comercializar como único produto a energia produzida. Ainda que a precificação horária seja um primeiro passo para a inserção desses recursos, a remuneração apenas pela variação do preço entre as horas pode ser insuficiente em um parque gerador com forte presença de hidrelétricas, que tendem a atenuar essa variação pela sua flexibilidade operativa. Nesse sentido, a modernização do modelo do setor elétrico e a remuneração adequada pelos serviços prestados é importante para que as diferentes tecnologias de armazenamento se desenvolvam plenamente, cada uma prestando o serviço que melhor lhe caiba.

Em relação à expansão por usinas termelétricas de ciclo aberto a gás natural os principais desafios estão relacionados à (expansão da) infraestrutura de gasodutos, visto que este deve estar disponível para transportar o equivalente à demanda máxima de todos os setores – o que requer a remuneração pela disponibilidade e tende a inviabilizar a alternativa. Entretanto, esse fato pode ser minimizado com a existência de um mercado de gás natural mais líquido, com mercados secundários e uma maior participação de agentes de suprimento e consumo.

As termelétricas a combustíveis líquidos (por exemplo, a óleo diesel) são bastante competitivas para ofertar esse tipo de serviço, de potência complementar, tendo em vista seu baixo custo de implantação e baixo fator de capacidade, sendo, portanto, pouco influenciado pelo seu maior custo de operação. Contudo sendo um combustível fóssil, a inserção de UTE a óleo diesel na geração elétrica foi considerada não desejada, principalmente levando-se em conta a disponibilidade de combustível com menor emissão de poluentes locais e globais, como o biodiesel, que dispõe de produção nacional com fácil acesso, preços conhecidos internacionalmente e rede de abastecimento em todo o território nacional. Tomando-se como alternativa de referência para o suprimento de Potência Complementar o grupo motogerador de combustão interna com explosão através de compressão, abastecido com biodiesel, conclui-se que o volume de combustível necessário para esse serviço é pouco significativo diante do potencial de produção nacional.

Em conclusão, importante reiterar que a Potência Complementar é apenas uma representação das alternativas de atendimento ao balanço de potência, dadas as restrições de longo prazo, e que o gerador ciclo diesel consumindo biodiesel também é uma representação das alternativas existentes de tecnologias flexíveis, com o objetivo de identificar o potencial a ser atendido. Essa solução pode ser substituída por qualquer tecnologia mais barata, ou conjunto de tecnologias que prestem o serviço a contento e convivam em função de suas especificidades.

Exercícios Quantitativos

O mercado potencial para tecnologias que atendam o requisito de Potência Complementar está contemplado na expansão definida pelo modelo de otimização.

Não parece haver dúvida de que a capacidade de o parque hidrelétrico brasileiro suprir a demanda de ponta vai decrescendo ao longo do tempo em função de eventual restrição à expansão de hidrelétricas. Com a maior expansão de renováveis variáveis não controláveis (REN NH), que apresentam maior vocação para o suprimento médio de energia e não instantâneo, há maior necessidade de expansão de tecnologias para esse serviço, como pode ser vista na Figura 56, em que a expansão da potência complementar está inversamente relacionada à expansão de hidrelétricas (quando todo potencial inventariado de UHE está disponível a expansão de potência complementar é menor) e diretamente relacionada com maior quantidade de renováveis não controláveis, como no caso em que a expansão está limitada apenas a fontes renováveis (caso 100% renovável).



Figura 56 - Expansão da Potência Complementar em casos selecionados

Recomendações:

- Desenvolvimento do desenho de mercado criando serviços aderentes as novas necessidades sistêmicas*

A modernização do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, principalmente no que diz respeito a criação de novos produtos de forma aderente às necessidades e que traga dinamismo para um setor que tende a apresentar requisitos variados ao longo do tempo, é importante para que o mercado consiga prover as soluções mais eficientes, de acordo com os avanços tecnológicos.
- Maior integração entre o setor de energia elétrica e gás natural*

O gás natural tende a ser um importante recurso para o suprimento de potência complementar ao sistema. Porém, as necessidades do setor elétrico exigem uma maior flexibilidade operativa, enquanto o mercado de gás natural carece de uma demanda mais firme. Nesse sentido, o desenvolvimento conjunto dos dois setores (energia elétrica e gás natural) é fundamental também para que esse combustível desempenhe, na plenitude, seu papel no atendimento energético, aumentando, conseqüentemente, sua participação na matriz de energia no longo prazo. A criação de um mercado secundário de gás natural no Brasil ajudaria a equacionar esses diferentes pontos de vistas.