



Rio de Janeiro, 18 de agosto de 2017.

Ministério de Minas e Energia

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Consulta Pública 034/2017 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º Andar.

CEP 70065-900.

Brasília – DF.

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar suas contribuições que considera relevantes e adequadas ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Capítulo 1 - Premissas Gerais

Ao analisar o Plano Decenal 2026 elaborado pela EPE, observam-se aperfeiçoamentos em relação aos planos decenais anteriores quanto à forma de considerar incertezas na construção do plano através de análises de sensibilidade.

Capítulo 2 - Demanda de Energia

De acordo com a página 39 do PDE 2026, que apresenta considerações quanto ao consumo final de gás natural por setor ao longo do horizonte do estudo, observa-se uma elevação da participação do setor industrial, que se consolida como principal consumidor com 44,2% de participação no consumo de gás natural em 2026, elevando sua participação em 5,9 p.p. entre 2016 e 2026, em especial no primeiro quinquênio, devido à esperada retomada da atividade econômica.

Observa-se no primeiro quinquênio uma redução no consumo de gás natural, associado à geração elétrica esperada, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas em 2016 e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.

A ABRAGET acredita que às observações apresentadas acima estão em ordem inversa ao que se espera do despacho das termelétricas no período de análise.

Existe um potencial relevante associado à complementação de potência de ponta, acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.

Neste contexto, é importante garantir a expansão da oferta de Gás Natural. A ABRAGET apresentou suas preocupações e recomendações no Programa Gás para Crescer, principalmente no Subcomitê 08 – Harmonização entre os Setores de Gás Natural e Energia Elétrica.

Nas propostas foram destacados os principais aspectos físicos e comerciais referentes ao suprimento de gás natural para a termoeletricidade, considerando seus riscos e suas limitações.

As condições atuais do setor elétrico impõem riscos aos supridores de gás natural e agentes termelétricos, sobretudo em razão das incertezas de despacho decorrentes de um sistema hidrotérmico tal como no Brasil.

Observa-se o agravamento das incertezas e o indicativo da maior necessidade de requisitos atribuídos a UTEs movidas a gás natural, considerando-se que já está em curso uma maior diversificação da, já elevada, participação das fontes renováveis na matriz elétrica e, de forma concomitante, a expansão com base em usinas hidrelétricas que não possuem reservatórios de acumulação (usina a fio d'água).

Conforme citado no anexo V do relatório técnico do Gás para Crescer, “O setor elétrico brasileiro, diante das suas necessidades de segurança de suprimento e de despachabilidade, tem buscado uma contratação de geração termelétrica de forma

“flexível”, o que traz complexidade para o suprimento do gás e tem provocado intensas discussões sobre a forma mais equilibrada de conciliação dos dois setores”.

Esta contratação de forma flexível de gás natural impõe riscos relevantes aos agentes da cadeia de suprimento de diferentes maneiras, considerando as características da indústria de gás natural no Brasil, marcada por produção de gás associado, pela alta concentração de mercado, pela presença de contratos de longo prazo com compromissos de volume (Take or Pay – ToP) e reserva de capacidade de transporte (Ship or Pay – SoP), pela baixa liquidez de transações e inexistência de referências de preços de curto prazo.

Adicionalmente, no que tange ao modelo de expansão do setor, a exigência, nos leilões de energia, de lastro de gás para despacho máximo ao longo de todo o horizonte de contratação, sem a contrapartida de contratação de um volume mínimo (ToP) e a contratação da movimentação do gás (SoP), faz com que o suprimento de gás a partir de fontes locais (associado e não associado) se torne de difícil viabilização.

Nesse contexto, o GNL tem sido a principal fonte de suprimento para as termelétricas nos últimos anos, sobretudo por ser uma fonte capaz de compatibilizar as incertezas de demanda decorrentes do sistema hídrico do país. Contudo, alguns aspectos críticos merecem atenção, no que tange à alocação de riscos e ao equacionamento do suprimento de forma sustentável, e dificultam o suprimento de gás para o segmento termelétrico no Brasil, ainda que através de GNL.

Capítulo 3 - Geração de Energia Elétrica

Metodologia:

A ABRAGET reconhece o esforço da EPE para a obtenção do Custo Marginal da Expansão (CME) mais coerente com as decisões de investimentos, através da utilização do Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo total de expansão (custo de investimento mais custo de operação) com uma restrição de confiabilidade.

Entretanto, em razão do ferramental ainda inadequado para realmente simular a operação do SIN, a ABRAGET acredita que os recursos de oferta termelétrica não puderam ser contemplados adequadamente neste PDE.

Diretrizes e Premissas:

Com relação às premissas adotadas para empreendimentos de grande porte considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial, a ABRAGET entende da necessidade de maiores esclarecimentos quanto às UTEs Novo Tempo e Rio Grande.

Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta:

Seguem à seguir, as considerações da ABRAGET quanto a necessidade de maiores recursos termelétricos neste PDE.

UTES a Gás Natural:

Até o final da década de 90 o Setor Elétrico Brasileiro possuía mais de 80% da capacidade instalada de fonte hidráulica. No início do século 21, mesmo com o

desenvolvimento do Programa Prioritário Termelétrico, as UHEs correspondiam a 78% da capacidade instalada total.

Devido a esta predominância, as hidrelétricas eram responsáveis pela flexibilidade operativa do sistema, modulando, por exemplo, a carga ao longo do dia. A regulamentação do setor também foi calcada nesta flexibilidade operativa, por exemplo, com obrigação de contratação focada no atendimento energético, sem destaque para o atendimento à demanda de ponta.

Com o aumento das restrições socioambientais a tendência é a redução desta participação hidrelétrica, atingindo aproximadamente 62% da capacidade instalada em 2021. Além desta redução na participação hidráulica, as últimas usinas construídas e as planejadas são a fio d'água, reduzindo a capacidade de regularização do sistema.

A consequência desta redução de capacidade de regularização do sistema é a necessidade indiscutível de montantes adequados de geração térmica, no sentido de prover serviços fundamentais ao SIN, quais sejam: segurança energética, estabilidade do sistema, flexibilidade para atendimento a intermitências de outras fontes, atendimento à ponta, reserva girante, controle de tensão e frequência, dentre outros. Soma-se a este fenômeno o aumento da penetração de energia eólica, cuja variabilidade na produção horária tem aumentado a necessidade de despacho termelétrica em algumas horas do dia. Na região Nordeste este tema é ainda mais delicado devido às restrições de defluência mínima que reduzem a flexibilidade operativas das usinas hidrelétricas.

Neste contexto, a fonte termelétrica a gás natural pode recompor a capacidade de regularização do sistema e a estabilidade elétrica do sistema, através de:

- ✓ Despacho termelétrico na base, reduzindo a demanda aparente que deve ser atendida pelos reservatórios e com isso aumentando a capacidade de regularização do sistema. Necessidade de termelétricas com inflexibilidade $\geq 70\%$;
- ✓ Termelétrica flexível com partida rápida que faria parte da reserva girante do sistema para compensar a intermitência eólica.

UTES a Carvão:

A oferta com base no carvão mineral é pouco explorada no PDE 2026, embora se considere a mesma como uma alternativa a possibilidade de que novas usinas possam vir a fazer parte da expansão do sistema, dentro do horizonte decenal, na hipótese de substituição das usinas existentes por usinas mais modernas e, portanto, mais eficientes energeticamente.

O PDE aponta algumas dúvidas sobre a disponibilidade de gás natural para geração térmica, e é razoável que o carvão deve compor de forma objetiva uma parcela da expansão.

Com a premissa de que o desenvolvimento de novas usinas a carvão somente será viável após o horizonte decenal, o PDE 2026 não incentiva os investidores que possuam interesse no desenvolvimento da geração com carvão e devem aplicar previamente algum esforço financeiro para o desenvolvimento de futuros projetos.

UTES Óleo Combustível:

Segundo o PDE 2026, em sua página 29, as usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que têm seus contratos findados no horizonte da simulação, foram retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos.

Sob este aspecto a ABRAGET recomenda que estas UTEs não sejam retiradas do sistema uma vez que as mesmas representam efetivamente a Energia de Reserva para o Sistema, principalmente para a contingência de atendimento a ponta em caso de falta de maiores recursos para este fim.

Expansão para a Energia

O Gráfico 29, apresentado no PDE 2026 em sua página 74, indica o aumento do risco de déficit de potência na expansão para o atendimento apenas à carga de energia, chegando a 100% em 2025, o que demandaria termelétricas para atendimento a ponta.

No entanto, não há neste PDE um estudo referente à presença intensiva da fonte eólica no Nordeste e como isto afetará a operação do sistema em razão da variabilidade da referida geração. Problemas operativos do sistema deveriam ser mais bem analisados no PDE com o objetivo de aprimorar a indicação das melhores alternativas que para a expansão da matriz de geração do SIN de forma mais confiável.

Capítulo 4 – Transmissão de Energia Elétrica

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Comandos legais (Lei 10.848/2004) definem a qualidade do sinal econômico da tarifa de transmissão (“quem usa mais paga mais”), porém interpretações divergentes e dificuldades recorrentes de correção de rota prejudicam a metodologia tarifária.

A sinalização da TUST não é aderente à situação do balanço energético verificado das térmicas próximas aos centros de carga.

Os valores da TUST para as térmicas apresentam o mesmo problema de sempre – a metodologia nodal não captura o melhor uso da rede pelas térmicas próximas ao centro de consumo.

Capítulos 5, 6 e 7 – Produção de Petróleo e Gás Natural; Abastecimento de Derivados de Petróleo; e Oferta de Gás Natural.

A monetização da cadeia de gás natural através do mercado termelétrico está relacionada diretamente à capacidade deste mercado em proporcionar a remuneração necessária, de forma a viabilizar a estrutura da cadeia, além dos demais custos da usina. Um descasamento entre a necessidade de remuneração da estrutura de gás e a capacidade de pagamento pelo setor elétrico poderia causar uma redução de mercado em um grande volume nos próximos anos.

A insuficiência da correta remuneração implicaria em: (i) uma desmobilização desnecessária de recurso existente e disponível no sistema elétrico; (ii) um menor volume a ser comercializado em um mercado de gás em formação/desenvolvimento; e (iii) um menor mercado para ratear custos de infraestrutura existente.

Para o setor elétrico, caso as usinas existentes descontratadas não façam mais parte do mercado, provocará uma redução na disponibilidade de usinas para o setor e, conseqüentemente, um aumento nos preços de energia de curto prazo, além da redução na confiabilidade de atendimento à demanda.

Para o setor de gás, uma menor participação do mercado termelétrico decorrente da nova conformação do mercado, após a implantação do programa Gás para Crescer, pode levar a uma menor atratividade perante os agentes interessados em ingressar neste mercado.

Além disso, conforme citado anteriormente, o menor volume de consumo pode levar a uma elevação da tarifa de transporte, que pode caracterizar uma maior barreira econômica para que o mercado se desenvolva.

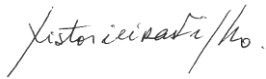
Depreende-se dos problemas apresentados que as condições de existência de um mercado de gás natural sem uma proposta adequada para a termelétricidade, principalmente para a energia existente, podem ensejar na criação de um mercado precário, ou mesmo inviável.

Neste contexto a ABRAGET é favorável que os leilões de energia nova sejam por tipo de fonte e por submercado, concorrendo entre si empreendimentos novos e existentes descontratados.

As contribuições aqui sugeridas procuram auxiliar o PDE 2026 a melhor estruturar o plano de expansão de acordo com a ótica dos agentes de mercado. Buscando acima de tudo, evidenciar conceitos e expectativas, contribuindo de forma construtiva e transparente para o desenvolvimento equilibrado do setor ao garantir o equilíbrio entre oferta, demanda e transmissão de energia. Sempre com foco na busca pela modicidade tarifária, excelência na prestação dos serviços e segurança para o SIN.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Diretor Presidente