



Brasília, 27 de novembro de 2018

**Ao**

**Ministério de Minas e Energia – MME**

Departamento de Planejamento Energético – DPE

**Assunto:** Contribuições para a Consulta Pública MME nº 062/2018

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL, na qualidade de representante de 279 (duzentos e setenta e nove) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica, titulares de CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, vem, por meio deste documento, apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 062/2018, relativas à proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2027.

A Associação parabeniza a EPE pelo desenvolvimento desse projeto e destaca a evolução metodológica trazida no presente ciclo de planejamento, com o aprimoramento da metodologia de planejamento ótimo da expansão, que permite que o MDI considere a discretização por patamares de carga, e o aperfeiçoamento da representação dos custos de PCH no MDI. Entretanto, a ABRAGEL entende que cabem aperfeiçoamentos, os quais submetemos à sua apreciação, conforme a seguir.

Vale ressaltar que grande parte das considerações aqui contidas são contribuições antigas da ABRAGEL, e que já foram apresentadas em outubro de 2014, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023, em outubro de 2015, no âmbito da Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024, e em agosto de 2017, na Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026.



O fato é que o não atendimento continuado das nossas contribuições, todas justas, tem acarretado perdas para o desenvolvimento da fonte PCH, por vender muito pouco nos leilões, e também para os consumidores, pois, ao se substituir PCHs por uma fonte intermitente, aparentemente mais barata, pagam sem saber uma outra conta via Conta de Desenvolvimento de Energético (CDE), para que uma parte da intermitência seja complementada através de fontes fósseis, que são caras e poluentes. Essa complementação tem um preço final muito maior do que o aparente, e que seria ainda mais alto se a outra parte da compensação da intermitência, que é feita por serviços ancilares prestados pelas hidrelétricas, estivesse sendo paga a quem presta esse serviço. Fato é que esses custos são absorvidos, injustamente, pelos geradores da fonte hidráulica.

A Nota Técnica Estudos para a Expansão da Geração, da EPE, um dos documentos que embasou a CP nº 61, tem por objetivo avaliar as condições futuras para o atendimento à carga do SIN e indicar medidas que possam garantir a segurança eletroenergética de seus subsistemas, minimizando-se tanto o custo da expansão quanto o custo de operação. Essa Nota Técnica apontou a necessidade de instalação de cerca de 13.000 MW para atendimento à capacidade de potência do SIN, indicados no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026, sendo 12.000 MW em usinas flexíveis.

Para atender a essa recomendação, a Minuta de Portaria do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva - LPER 2019, que também foi pauta da CP 61, estabelece que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, deverá promover o Leilão de Potência associada à Energia de Reserva, a ser realizado no primeiro quadrimestre de 2019. Nesse leilão, serão negociados CPER, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, para empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, em ciclo aberto.

A necessidade de instalação desses 13 GW também é exibida na minuta do PDE 2027, que define esse montante como “Alternativa Indicativa de Ponta”, conforme a tabela 11-10 abaixo.

Tabela 11-10. Síntese dos Resultados (cont.)

	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Centralizada no Sistema Interligado Nacional <sup>(2)</sup> (GW)	149	168	209	20	13%	41	24%	61	41%
<i>Hidráulica</i> <sup>(6)</sup>	94	102	103	8	9%	1	1%	10	11%
<i>Nuclear</i>	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
<i>Térmica</i> <sup>(7)</sup>	21	25	29	4	18%	4	16%	8	37%
<i>Eólica</i>	12	15	27	3	25%	11	74%	14	116%
<i>Solar</i>	0	4	9	3	-	5	137%	8	-
<i>Outras Renováveis</i>	20	21	25	1	5%	5	24%	6	31%
<b>Alternativa Indicativa de Ponta</b>	0	0	<b>13</b>	-	-	13	-	13	-
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Descentralizada (GW)	0	2	12	2	-	10	500%	12	-
Transmissão de Energia Elétrica <sup>(8)</sup>									
Linhas de Transmissão (km)	141.576	172.213	196.816	30.637	22%	24.603	14%	55.240	39%
Subestações (MVA)	348.232	439.245	524.881	91.013	26%	85.636	19%	176.649	51%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) <sup>(9)</sup>	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (\*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional (ano base 2017).

(\*\*) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel, gás industrial.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(9) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Segundo trecho da Nota Técnica da EPE e destaque da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE, uma das principais causas da necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema é a alteração do perfil da matriz de oferta de energia, conforme recorte abaixo.

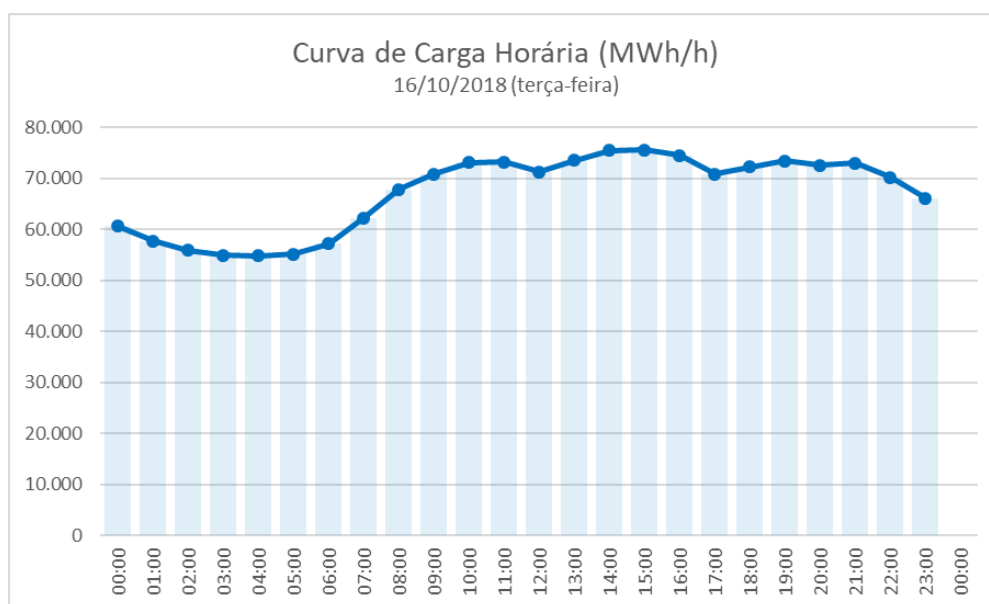
*“Os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.*

*Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias que atendam, dentre outros, requisitos como disponibilidade para*

*operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho.*

*Nesse contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata fornecida ao MDI com estas características considera usinas termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 2024, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras.” (grifo nosso)*

Acontece que, ao observar a curva horária de carga de um dia comum, como a do dia 30/10/2018, terça-feira, ilustrada abaixo, percebe-se que não existe uma ponta. Na realidade, em aproximadamente 13 horas por dia, a curva de carga assume um perfil com variação ínfima, comparada ao montante total de energia requerida, e, como tal, a potência em funcionamento da geração, que sempre é maior que a carga, já atende perfeitamente essa variação de cerca de 5%, não necessitando de geração complementar.



O Manual de Tarificação de Energia do MME define horário de ponta como “período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico.” Trata-se de um período durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. O Brasil resolveu esse problema de forma mais



eficiente, introduzindo as tarifas diferenciadas Horo-Sazonais, Azul e Verde. Logo, não faz sentido comprar geração de ponta para resolver um problema inexistente.

Uma vez conceituado o problema, vamos retomar uma frase da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE da EPE:

*Os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de **forma a atender principalmente a demanda máxima** e ainda a serviços auxiliares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.” (grifo nosso)*

É necessário haver transparência na indicação dos motivos que criaram essa necessidade de geração em ciclo aberto. A justificativa para ampliação da capacidade de potência do sistema não pode ser “**atender principalmente a demanda máxima**”, visto que não existe mais horário de ponta. Já a “alteração do perfil da matriz de oferta de energia” parece ser uma justificativa correta, posto que a presença progressiva de fontes intermitentes, que não garantem o atendimento à carga em todas as horas do dia, se torna um problema maior a cada ano.

O que deve estar acontecendo é que, no período seco, quando as hidrelétricas geram menos e as eólicas geram mais, o ONS tem dificuldade de manter a ponta durante o intervalo de 13 horas de carga máxima, devido a maior amplitude de intermitência. Ao se colocar turbinas em ciclo aberto para atender a intermitência, a energia fica cara, pois, apesar do gás ser mais barato que o óleo, a eficiência das turbinas é menor que a dos motores.

A ABRAGEL sugere que (i) no lugar dessas máquinas novas, o parque atual de motores a óleo seja convertido em térmicas a gás natural, pois já está amortizado e (ii) sejam compradas baterias, que terão capex maior, mas O&M muito mais barato.

Dito isto, fica claro que a única aplicação verdadeira para essa potência a ser comprada, é a complementação da intermitência das fontes eólicas e solar. Nesse caso, tanto o ICB, como o CVU desse parque de 12 GW, assim como do parque de 5 GW que hoje opera com óleo, deve ser

creditado no custo das fontes eólica e solar, sendo divididos na proporção da utilização de cada uma.

O Preço Real que essas fontes deverão ter para análise competitiva entre fontes no leilão é:

Preço Real = Preço de BID no leilão + Serviço ancilar fóssil de ciclo aberto + Serviço ancilar renovável das hidrelétricas.

A demanda solicitada pelas distribuidoras é repartida pelas diversas fontes na Secretaria de Planejamento do MME, antes de cada Leilão. No quadro abaixo, com o resumo dos resultados desses quatro leilões, nota-se que o privilégio das fontes que precisam ser complementadas foi enorme, sendo elas responsáveis por 85% do pacote renováveis, enquanto as fontes firmes, que não precisam ser complementadas, venderam apenas 15%.

<b>TOTAL LENs 2017/2018</b>		
Fonte	Garantia Física (MWm)	Garantia Física (%)
PCH/CGH	170,81	8%
BIOMASSA	166,60	7%
SOLAR	413,10	18%
EÓLICA	1527,90	67%
<b>TOTAL</b>	<b>2.278,41</b>	<b>100%</b>

→ 15% (PCH/CGH, BIOMASSA, SOLAR)  
→ 85% (EÓLICA)

Como pode-se observar no quadro abaixo, as PCHs têm 9.905 MW em projetos aptos a participarem do leilão, ou seja, não foi por falta de oferta.

<b>Projetos Habilitados, Aptos e Vencedores dos Leilões de Novos Empreendimentos de PCH e CGH</b>				
Leilão (Nº)	Garantia Física (MWm)			
	Habilitados	Aptos*	Vencedores	%
A-4/2017	345	195	10	5%
A-6/2017	472	324	77	24%
A-4/2018	435	302	23	8%
A-6/2018	415	329	61	19%
<b>TOTAL</b>	<b>1.667</b>	<b>1150</b>	<b>171</b>	<b>15%</b>

\*Com inscrição e aporte de garantia de participação

\*\*91% com bid

Os custos da complementação da intermitência estão acontecendo em larga escala. Os dados de geração a óleo, que está sendo usada para esse serviço ancilar, estão disponíveis em vários sites



(ANEEL, MME, CCEE, etc...). O que faltou para que fosse calculado esse custo suplementar? Seria simples soma-lo ao preço médio do BID do leilão, e, após essa equalização, se fazer uma partição de demanda mais justa para as PCHs, até mesmo invertendo a proporção das escolhas equivocadas, garantindo, com isso, a melhor compra para o consumidor.

A Abragel solicitou recentemente à ANEEL que calculasse o Custo Real de operação do parque eólico existente (carta 050/2018: SIC 48513.037111/2018-00), somando o preço médio que foi praticado nos leilões, ao custo do serviço ancilar fóssil que está sendo prestado pelo parque de motores a óleo diesel e óleo combustível, assim como o serviço ancilar renovável prestado pelas Hidrelétricas participantes do MRE. Estudos preliminares feitos pela Associação mostram que esse o custo real dessas fontes é bem maior que o da PCH, que hoje está em torno de R\$ 260,00 MWh.

#### **ATRIBUTOS DAS PCHs**

As PCHs apresentam características que as destacam das demais fontes, tais quais:

- 1 – As PCHs têm o menor Preço Real ao consumidor entre todas as fontes, exceto as UHEs ;
- 2 – Geração distribuída, diminuindo os elevadíssimos 9% de perdas técnicas do SIN em 2017;
- 3 – As PCHs constroem suas LTs e S/Es para se conectar às distribuidoras;
- 4 – Energia não intermitente, não precisando de complementação;
- 5 – Eventuais déficits de geração são compensados no âmbito do MRE, não repassados para o consumidor;
- 6 – Energia renovável, a de menor emissão, pois, com mais de 100 anos de funcionamento da usina, o montante de emissões se torna ínfimo;
- 7 - Todos os equipamentos são fabricados no Brasil, o que é bom para a balança comercial e para a oferta de empregos;
- 8 – Capacidade de deslocar parte da energia média diária para outros horários, apesar do reservatório ser pequeno;
- 9 – É um Bem da União. Se reverterá para a União com 30/60 anos de operação, ajudando a modicidade tarifária;



10 – Longo tempo de vida útil, 105 anos ou muito mais, enquanto térmicas geram por 50 anos e solar/eólica por 20 anos;

Todos os dez itens acima são importantes e fazem da PCH a melhor forma de geração de energia. Porém, o primeiro e o último item, que fala de preço e da vida útil dos empreendimentos, merecem ser aprofundados.

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE têm 36 – basicamente os países desenvolvidos, e muitos outros estão solicitando entrada, inclusive o Brasil. Apesar do Brasil ainda não fazer parte, é essa a meta que deve ser almejada.

A OCDE representa 17,6% da população mundial e consome 43,6% da energia elétrica produzida no mundo, com um consumo percapta de 8.191 KWh/hab/ano. O Brasil representa 2,8% da população mundial e consome 2,5% da energia elétrica produzida no mundo, com um consumo percapta de 2.971 KWh/hab/ano. Para alcançar a **média** da OCDE, é necessário aumentar a economia, logo, o consumo e a produção de energia elétrica, em 276%. Porém, como é previsto que a população brasileira cresça e se estabilize em cerca de 230 milhões de habitantes nos próximos anos, essa meta sobe para 300%, ou seja, em cerca de 20/25 anos, precisaremos triplicar a geração de energia existente hoje.

Se de um lado parece um trabalho hercúleo, do outro, o Brasil seguramente é um dos melhores países do mundo em variedade de recursos energéticos. Desde que sejam feitas as escolhas corretas, não será difícil atingir essa meta.

A escolha dentre diversos atributos, precisa ser espartana em dois pontos:

- 1 - Preço Real ao consumidor baixo, pois, caso contrário, nem a economia crescerá. Pelo critério de qualidade de preço real para o consumidor, tem-se por ordem de mérito: UHEs; PCHs; Bagaço de Cana; Floresta Energética; Gás Natural (somente o nacional); solar; eólica; e nuclear.
- 2 - Capacidade de investimento de longo prazo; pois, quando a economia crescer, todos setores irão demandar investimentos além do setor elétrico. Se for planejado a crescimento com fontes de vida





útil de apenas 20 anos, como a solar e eólica, o esforço despendido não será apenas para construir o novo, e sim, a cada 20 anos, também reconstruir o que ficou velho. Nesse caso, onde não são privilegiadas as hidrelétricas (com mais de 100 anos de geração), e as térmicas de biomassa e gás natural (com 50 anos de vida útil), as necessidades de investimento serão aumentadas, e muito. Pelo critério da menor Capacidade de Investimento de longo prazo, temos por ordem de mérito: Hidrelétrica (UHE e PCH); térmicas a biomassa, gás natural e nuclear; solar e eólica.

O Brasil, do alto dos seus 80,4% de renováveis na Matriz Elétrica no final de 2017, tinha 6,82% de energia eólica, enquanto que a OCDE tinha apenas 26,1% de renováveis na Matriz Elétrica, dependendo sobretudo da eólica, com 7,5%. Por que não crescem já que têm vento? Porque é caro! E rico que ficou rico com trabalho, faz conta. A média da OCDE está indo por três caminhos: (i) a nuclear, que não emite CO<sub>2</sub>, (ii) o ciclo combinado a gás natural, que emite menos da metade do carvão e (iii) o carvão. Porém tudo isso não é por falta de vento, e sim de viabilidade.

Ainda que o PDE tenha um caráter indicativo, torna-se importante balizador de políticas públicas e indicador de tendências para os investidores, de forma geral. Assim, apesar do reconhecimento da importância da participação das PCHs na matriz energética brasileira, conforme apresentado na página 51 do atual PDE, tal informação não é adotada como premissa na proposta da expansão, sendo preterida por um programa explícito de incremento de fontes eólicas, da ordem de 2.000MW/ano, e de fontes solares, da ordem de 1.000MW/ano a partir de 2023, o privilégio das duas fontes verdadeiramente mais caras e de pouca vida útil continua, conforme relatado na página 62 desse PDE. **Recomendamos, portanto, a reavaliação de tais premissas, à luz de tudo que contribuímos acima, projetando uma inserção anual das PCHs em 1.500 MW ao ano.** Considerando, inclusive, que nos cinco anos entre 2023 e 2027 serão instalados 7.500 MW dos 9.905 MW que o setor já tem pronto para o leilão.