



**Contribuição à Consulta Pública nº 34 de 07/07/2017
Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 34 DE 2017
Contribuição em favor dos interesses da ABRAPCH quanto ao Plano
Decenal de Expansão de Energia 2026

Brasília/DF
Agosto de 2017

I. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1. A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétrica – ABRAPCH, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por cooperativas, órgãos e empresas públicas e privadas, desenvolvedoras de projetos, fornecedores de serviços e equipamentos, geradores de energia, associações, entidades de defesa do meio ambiente, entidades estudantis, instituições de ensino e pesquisa, profissionais autônomos e estudantes universitários que sejam apoiadores no aumento sustentável da utilização pelo Brasil de geração de energia elétrica por meio das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs e das Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs.

2. A ABRAPCH tem como objetivo unir as autoridades interessadas nos projetos de geração de energia através das PCHs e CGHs, sempre representando seus associados, defendendo seus direitos, interesses e aspirações coletivas, assim como protegendo o meio ambiente, a ordem econômica, a livre concorrência e atuando em sintonia e em conjunto com outras Associações na defesa dos interesses das PCHs e CGHs.

3. A presente consulta, formulada para o atendimento dos interesses da ABRAPCH, tem como escopo subsidiar esse Ministério de Minas e Energia – MME nos termos da Consulta Pública nº 34/2017, cujo objetivo é o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

4. A ABRAPCH considera fundamental a inclusão de atributos ambientais e sociais à valoração da energia elétrica, de modo a representar de forma mais correta e completa a relevância da energia elétrica para o desenvolvimento do país. Isso inclui emissões de gases de efeito estufa, potencial poluidor (inclusive no descarte dos equipamentos degradados), impactos na saúde, geração de empregos, papel estratégico no incentivo à expansão das cadeias produtivas nacionais e aprimoramento das tecnologias nacionais de ponta, entre outros aspectos de alta relevância para a agenda transversal do Governo Federal e que passam, obrigatoriamente, pelo setor elétrico brasileiro.

5. Com este escopo, a expansão da geração deve priorizar as fontes renováveis de energia elétrica não intermitentes, porquanto as fontes intermitentes, como eólica e solar fotovoltaica (sem baterias), causam custos adicionais com despacho de energia gerada por usinas termoeletricas, substancialmente

mais caras e poluentes do que as energias renováveis.

6. Neste sentido, deve-se considerar os custos financeiros e socioambientais das fontes renováveis intermitentes (eólica e solar fotovoltaica) na expansão da matriz energética, especialmente em razão dos objetivos a serem cumpridos na 21ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – COP21, em que o Brasil é signatário das metas para conter o aquecimento global, em razão da aprovação do Congresso Nacional e sanção do Presidente da República.¹

7. A *Nationally Determined Contributions – NDC*, que se refere à Contribuição Nacionalmente Determinada para o Brasil, aderente ao acordo de combate ao aquecimento global, estabelece meta de redução de 37% da emissão de gases, até 2025, podendo se estender a 43%, até 2030, tendo como parâmetro aos níveis de emissão verificados em 2005. Tais objetivos serão também alcançados através da priorização na implementação de PCHs e CGHs na expansão da oferta.

8. A ABRAPCH concorda com grande parte do diagnóstico dos problemas do Setor Elétrico Brasileiro (“SEB”) feito pelo Ministro, em seu artigo de 11/08/2017, em especial com as afirmações de que o setor “serviu ao patrimonialismo, ao fisiologismo e ao corporativismo”, “incubava a doença do intervencionismo”, está com um “ambiente de negócios quase insustentável” e que precisa do “fim das escolhas dos vencedores, dos privilégios, dos subsídios [...] das proteções e direitos de alguns em detrimento de muitos”.

9. Estas práticas mencionadas pelo Ministro de Estado tiveram como consequência a destruição de boa parte dos imensos benefícios que o SEB oferecia à Nação, e causaram enormes danos ao meio ambiente, à indústria nacional e à economia brasileira como um todo, dado que a energia é insumo básico essencial para a eficiência de qualquer economia moderna.

10. Entre os anos de 2000 a 2017, o SEB:

a) Passou da posição de energia elétrica mais barata do mundo, para a 6ª mais cara do mundo;

¹Ministério do Meio Ambiente. Acordo de Paris. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>> Acesso em: 28 jul. 2017.

- b) Multiplicou suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por 8x. Segundo dados do IPCC/ONU, as Mudanças Climáticas estão ocorrendo em função de um aumento na concentração de GEE de 40% em 200 anos, sendo que o SEB aumentou suas emissões em 700% em apenas 16 anos, quando deveria ter reduzido as emissões de 2005 em 35% para honrar os compromissos assumidos na COP 21;
- c) Teve a saúde financeira de seus agentes muito prejudicada, especialmente a dos micro, pequenos e médios empreendedores de CGHs e PCHs;
- d) Passou a depender de tecnologia, insumos e equipamentos importados, quando poderia utilizar tecnologia e equipamentos hidráulicos 100% nacionais;
- e) Destruíu empregos no Brasil e exportou empregos para Europa, EUA e Ásia;
- f) Perdeu confiabilidade, flexibilidade, segurança, qualidade, etc.

11. Parte significativa dos problemas acima tiveram, como principal causa, a redução na participação das hidrelétricas na matriz de ~85%-90%, em 2000, para ~60%- 70%, em 2016.

12. Também concordamos que o SEB está sendo chamado a pagar o “preço dos banquetes do passado”, senão vejamos”

- a) Entre 2005 e 2016, foram contratados aproximadamente 23.689MW de UTEs fósseis, algumas custando atualmente até R\$ 1.200/MWh;
- b) Entre 2007 a 2010, foram contratados 17.900 MW de UHEs “Estruturantes”, à custa de enorme quantidade de subsídios e favorecimentos, como a transferência dos custos de milhares de quilômetros de linhas de transmissão aos usuários (geradores e consumidores), financiamentos subsidiados de até 30 anos, *equity* subsidiado de fundos de pensão e de empresas estatais, etc.;
- c) Entre 2009 e 2016, foram contratados aproximadamente 15.000 MW de Eólicas com custos de cobertura de intermitência, ICGs e linhas de transmissão de milhares de quilômetros custeados pelos geradores e consumidores, renúncias fiscais, financiamentos subsidiados, etc.;

13. De 2005 a 2016, foram, contratados apenas 1.704 MW de PCHs e CGHs (R\$ 142 MW/ano), com tarifas entre R\$ 145/MWh e R\$ 220/MWh, sem os subsídios e favorecimentos acima mencionados.
14. Em função de não terem sido beneficiadas pelos subsídios e favorecimentos do passado, terem sido obrigadas a pagar parte dos subsídios e favorecimentos concedidos a terceiros e de terem sido submetidas a concorrência em condições de desigualdade com as fontes favorecidas, o setor de PCHs e CGHs foi o mais prejudicado do SEB, não tem condições e nem considera justo participar de rateios adicionais de custos e privilégios de terceiros.
15. A ABRAPCH destaca a necessidade de se obedecer as seguintes diretrizes (estabelecidas inclusive por este Ministério no âmbito da Consulta Pública nº 33/2017) para o Plano Decenal: **(i)** isonomia entre as fontes de geração, **(ii)** racionalidade econômica, **(iii)** meritocracia, **(iv)** competição em condições de igualdade; e **(v)** sustentabilidade.
16. A ABRAPCH também concorda que a melhor forma de se evitar a repetição dos erros do passado é a migração do atual sistema “intervencionista” para um sistema de mercado, em que cada agente passe a ser remunerado pelos serviços que efetivamente preste à sociedade, com seus atributos valorados e remunerados de forma justa e eficiente, conferindo incentivos econômicos corretos para a expansão do SEB.

II. EXPANSÃO EFICIENTE DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

17. Apesar da expansão de oferta apresentada pelo PDE ser indicativa, sabe-se que seus efeitos repercutem no planejamento da produção de equipamentos e no direcionamento de investimentos, o que, inexoravelmente, influencia na decisão do investidor no aporte de capital para esta ou aquela fonte de geração.
18. Nestes termos, a Administração Pública deve pautar-se pela eficiência em todos os seus atos administrativos (princípio implícito do art. 37 da Constituição Federal de 1988), especialmente no que condiz com a elaboração, correção e publicação desse PDE 2026, devendo primar pela coerência na

apresentação de indicativos técnicos, segundo parâmetros de custo-benefício (*cost benefit analysis*), sob pena de trazer prejuízos a toda uma cadeia de produção ao emitir sinal econômico indesejado, aumentando-se assim o risco / custo regulatório do país.

19. As CGHs e PCHs são uma fonte de energia limpa, barata, renovável, confiável, flexível, sem intermitência horária, de alta qualidade e que tem enorme impacto positivo no desenvolvimento socioambiental e econômico do Brasil.

20. De todas as renováveis, as únicas com capacidade de armazenar energia são as CGHs/PCHs, na forma de água em seu reservatório, e as usinas a biomassa, através de resíduos florestais, agrícolas, principalmente bagaço de cana-de-açúcar, e urbanos.

21. Para que um sistema elétrico funcione de forma econômica e eficiente, é necessária uma solução de estocagem de energia, especialmente após a inserção das fontes com intermitência horária, sendo este o principal desafio técnico e econômico para garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico segundo os critérios de análise de custo-benefício na tomada de decisão.

22. As tecnologias de armazenamento por baterias têm evoluído, mas ainda são comercializadas a preços elevados e possuem elevado impacto ambiental, pois são constituídas de metais pesados, têm vida útil curta e geram significativa quantidade de resíduos tóxicos, que, para serem descartados corretamente, geram ainda mais custos e riscos para o meio ambiente.

23. Outra forma de se estocar energia é armazenando combustíveis fósseis (gás, diesel, óleo, carvão, etc.), mas os custos destes combustíveis são bastante elevados, seus contratos de fornecimento, em geral, não permitem interrupção (as petroleiras não arcam com os custos de manter o poço de petróleo, a refinaria e a estrutura de transporte parados à disposição das termoeletricas) e as emissões de gases de efeito estufa (GEE) variam de 116 vezes mais (gás natural) a 250 vezes mais (carvão) que as emissões das CGHs e PCHs.

24. As CGHs e PCHs agregam confiabilidade, segurança e estabilidade ao Sistema Elétrico Interligado (SIN) em função de sua flexibilidade e estabilidade operativa.

25. O aumento da inserção das fontes eólica e solar, que tem por característica técnica uma elevada intermitência horária, gerou uma série de custos e problemas técnicos e ambientais para cobertura desta intermitência.

26. Segundo o ONS, a geração eólica no Nordeste tem apresentado oscilações horárias de até 4.000 MW, o que demanda que o ONS mantenha 4.000 MW em usinas disponíveis em espera para entrar em operação imediatamente e cobrir eventuais quedas na geração das eólicas.

27. Os seguintes gráficos extraídos do Boletim Mensal de Geração Eólica, de junho de 2017, elaborado pelo ONS, apresentam as variações da geração horária, em MW médios, de janeiro a junho de 2017, nos subsistemas NE e Sul. A oscilação da geração horária apresenta volatilidade extrema com oscilações de 1.100 MWmed a 5.900 MWmed no NE e de zero a 1.600 MWmed no subsistema Sul.

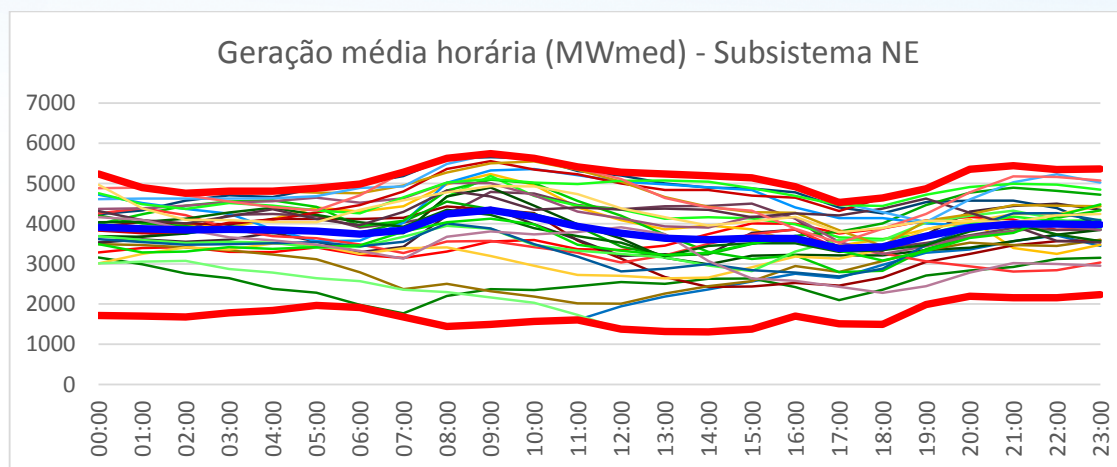


Figura 29 - Geração eólica no subsistema Nordeste em base horária para todos os dias do mês. Em destaque, é mostrada a geração mínima, máxima e média para cada hora.

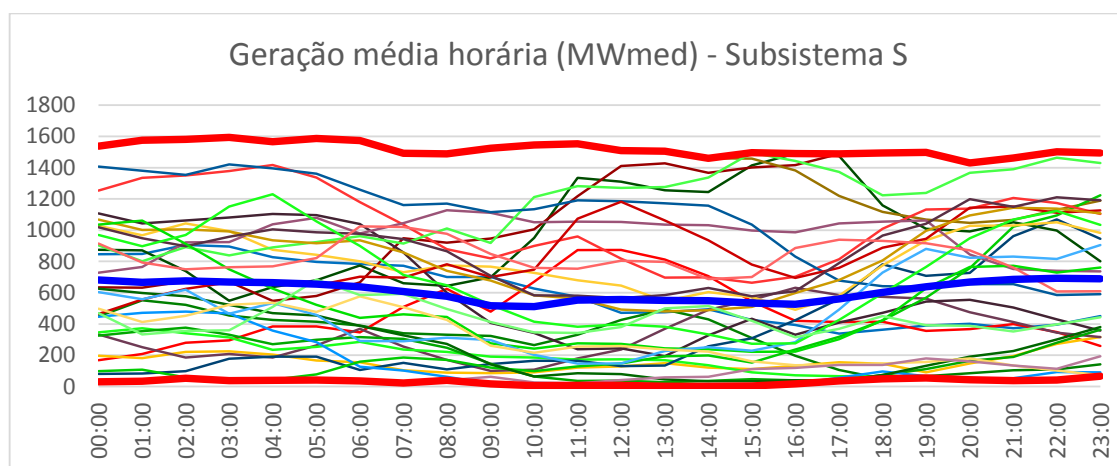


Figura 30 - Geração eólica no subsistema Sul em base horária para todos os dias do mês. Em destaque, é mostrada a geração mínima, máxima e média para cada hora.

28. Os seguintes gráficos extraídos do Boletim Mensal de Geração Eólica, elaborado pelo ONS, de junho de 2017, apresentam as variações da geração média diária, em MWmed, de abril a junho de 2017, nos subsistemas NE e Sul. A oscilação da geração média diária também apresenta volatilidade alta com oscilações de 1.000 MWmed a 5.000 MWmed no subsistema NE e de 40 MWmed a 1.540 MWmed no subsistema Sul.

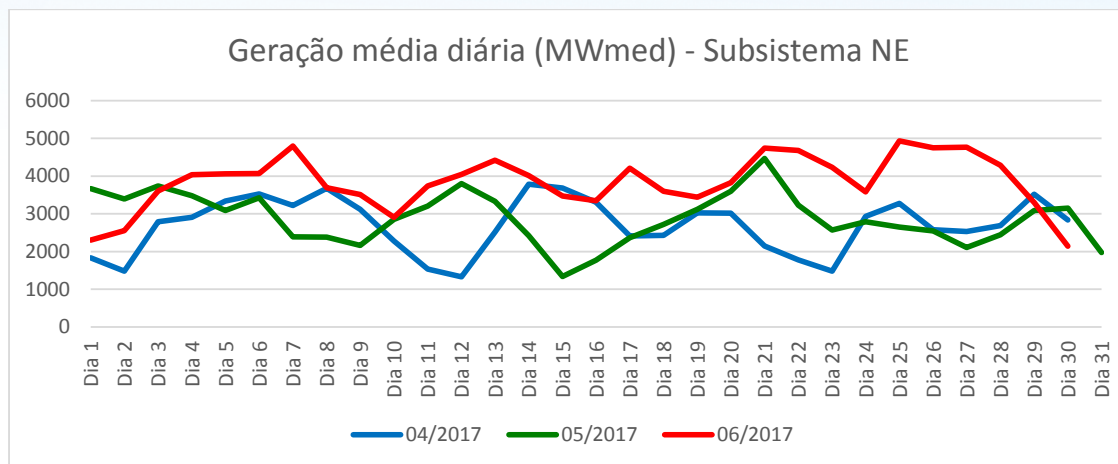


Figura 25 - Geração eólica média nos últimos 3 meses em periodicidade diária no subsistema Nordeste.

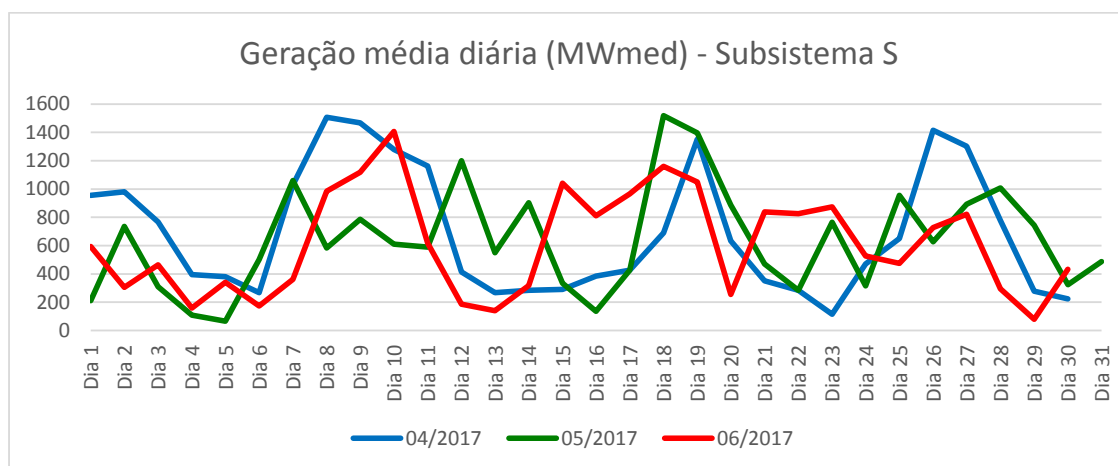


Figura 26 - Geração eólica média nos últimos 3 meses em periodicidade diária no subsistema Sul.

29. Esta enorme intermitência horária, diária e sazonal, é uma característica técnica inexorável das fontes eólica e solar que insere vultuosas oscilações de tensão, frequência e outras perturbações nos subsistemas regionais e no SIN, além da necessidade de cobertura da geração em si, para que o abastecimento ao consumidor não sofra interrupções nem picos que possam causar danos e prejuízos financeiros ao sistema e aos bens dos consumidores.

30. A cobertura da geração intermitente e dos problemas técnicos decorrentes acima tem sido alocada sem remuneração compensatória às UTEs fósseis e Hidrelétricas. São elas que estão tendo que absorver energia reativa, prover reserva girante, estabilizar a tensão e a frequência nos subsistemas, deplecionar seus reservatórios quando não deveriam (e arcar com GSF que não ocorreria se estivessem despachando para cobrir apenas o risco hidrológico).

31. A necessidade de reforços na rede, instalações e enorme quantidade de conversores síncrono, entre outros, tem sido bancada pelos consumidores e geradores, na medida em que os custos de rede são rateados entre eles.
32. O modelo utilizado pela EPE para elaborar o PDE não levou em conta a intermitência das eólicas e solares, nem os problemas deles decorrentes, tampouco os custos correspondentes. O principal objetivo de um modelo matemático sofisticado como este é dar suporte à decisão da melhor alternativa possível para a Nação Brasileira. Para que isto seja possível, o modelo precisa refletir a realidade da forma mais detalhada e fidedigna possível, de forma que as projeções sejam também o mais precisas possível. Somente assim conseguiremos fazer com que as decisões sejam tomadas de forma a produzir os efeitos projetados desejados.
33. Simplificações como a exclusão de variáveis de efeito desprezível são aceitáveis mas este não é, de forma alguma, o caso da intermitência, que é um problema enorme, que gera custos vultuosos para todos os demais usuários do SEB, fere os princípios da isonomia, racionalidade, equidade, transparência e outros propostos pelo MME na CP nº 33/2017.
34. Não levar em consideração esta característica básica das eólicas e solares leva à transferência indevida de recursos entre agentes privados (o que é vedado pela Constituição Brasileira) e leva à repetição de tomadas de decisão de matriz equivocadas como as das equipes anteriores, que este Governo tanto tem se esforçado para combater e corrigir.
35. Sendo assim, é fundamental inserir no modelo o cálculo da intermitência das eólicas e solares de forma precisa, quantificar os custos decorrentes e rever o PDE do SEB à partir do modelo já com a inserção destes cálculos. Não fazê-lo resultará em um volume de contratação de eólicas e solares superestimados na matriz, na geração de custos globais muito superiores ao de outras alternativas de mix de geração mais eficientes, prejudicando todos os usuários, a economia e a sociedade brasileira.
36. Nos últimos 15 anos os efeitos de decisões equivocadas já custaram ao SEB um aumento de tarifa equivalente a 3x a inflação, um crescimento de 700% nas suas emissões de gases efeito estufa,

uma crise financeira aguda na Eletrobras, nas CGHs, PCHs, UTEs (fósseis e à Biomassa), distribuidoras, etc. Não podemos voltar a cometer erros semelhantes de planejamento.

37. A fonte que reúne as melhores características técnicas, ambientais e de custo para cobrir esta intermitência são as CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral, desde que devidamente remuneradas.

38. Para acionar uma hidrelétrica, basta abrir o distribuidor e aguardar alguns minutos. Para acionar uma térmica, por outro lado, é necessário respeitar o tempo de aquecimento e desaquecimento dos motores, sob pena de comprometer as juntas de dilatação, trincar caldeiras, etc.

39. Resta, portanto, equacionar a questão de alocação do custo da intermitência.

40. Para poder contar com 1 MW médio de fonte intermitente, é preciso, em regra, manter uma outra usina de 1 MW parada e de prontidão, para ser acionada e cobrir eventuais desligamentos da intermitente. Isto tem um custo elevado para o sistema, que precisa ser corretamente alocado à própria intermitente, sob pena de se emitir sinal econômico equivocado para a expansão das fontes intermitentes, sem a devida análise efetiva de custo benefício ideal para o sistema como um todo.

41. Até por uma questão de gestão de ativos, resta óbvio que construir 2 MW para poder usufruir de 1 MW não faz sentido econômico, especialmente quando há uma alternativa disponível melhor que é construir uma hidrelétrica de 1 MW e usufruir de 1 MW (seja através do gerenciamento do reservatório, seja via transferência do custo de cobertura da sazonalidade para o MRE ou outros).

42. Outra alternativa é deixar que cada fonte cubra sua própria intermitência comprando energia no mercado e correndo o risco de variações nos preços.

43. A ABRAPCH não é contrária a nenhuma fonte de energia. O que combatemos são os mecanismos atuais do SEB, que resultaram em decisões irracionais, caras, ineficientes, nocivas ao meio ambiente, na transferência de recursos de um agente privado para outro, de forma injusta e contrária ao princípio constitucional de livre mercado e livre concorrência (art. 170, da Constituição Federal de 1988) e que levou o SEB à difícil situação que se encontra hoje, com dificuldades de investimento e a

6ª tarifa mais cara do mundo.

44. O quadro abaixo apresenta o resumo de um estudo, realizado pela Engenho Consultoria, acerca dos custos diretos das principais fontes de energia, de 2005 a abril/2017, com levantamento de quantos Reais cada fonte recebeu por ano (líquido de ajustes), dividindo-se pelo número de MWh entregues por cada fonte no mesmo período.

45. Esta metodologia permite apurar o custo real do MWh efetivamente entregue de cada fonte, líquido de qualquer intercorrência, como por exemplo: **(i)** geração abaixo da garantia física de hidrelétricas; **(ii)** eólicas sem conexão que receberam sem conseguir entregar energia por um período, ou geraram abaixo da garantia física ou dos montantes comercializados; e **(iii)** parcela fixa e variável de térmicas, entre outras variáveis.

	Custo Energia Entregue (R\$/MWh)								
	Fontes Renováveis					Fontes Não-Renováveis			
	Hidráulica	Hidráulica PCH + CGH	Outros (Resíduos)	Eólica	Biomassa	Carvão	Gas + GNL	Oleo	Diesel
2005	94					224	516	1.106	
2006	122					248	699	683	
2007	126					224	993	683	
2008	130					224	430	773	
2009	135					224	534	2.250	
2010	129	248	289		332	243	220	881	
2011	126	251	162		331	420	263	960	
2012	130	239	176	556	315	357	219	785	
2013	152	222	614	501	452	262	313	606	858
2014	149	180	294	360	790	216	409	474	827
2015	190	186	230	286	464	215	399	508	1.032
2016	181	234	251	197	444	221	374	654	5.953
2017	191	243	302	362	397	220	432	1.052	6.017
MÉDIA	143	225	290	377	441	254	446	878	2.937

Fonte: Engenho Consultoria Ltda

Observações: (i) não inclui tributos e encargos, (ii) líquido de GSF, (iii) não inclui ACL nem PROINFA

46. O custo médio realizado das CGHs/PCHs foi de apenas R\$ 225/MWh, enquanto que o das demais fontes renováveis ficaram bem acima deste patamar; as eólicas em R\$ 377/MWh (67,5% mais caras), biomassa em R\$ 441/MWh (96% mais cara), e os resíduos urbanos em R\$ 290/MWh (28,9% mais caras).

47. Importante ressaltar que o referido estudo não contempla efeitos de subsídios diretos, nem indiretos de nenhuma fonte, como por exemplo: **(i)** desoneração fiscal das eólicas; **(ii)** parcela do desconto do fio de renováveis, sem a contrapartida de a usina arcar com os custos da construção e operação de sua própria linha de transmissão, como o fazem as CGHs e PCHs; **(iii)** rateio entre todos os consumidores e geradores das linhas de transmissão de bilhões de Reais das UHEs “estruturantes”, intermitência das eólicas das Regiões Nordeste e Sul; **(iv)** rateio das perdas elétricas de 18% incorrida nestas longas linhas de transmissão entre todos os usuários e não somente entre os usuários que deram causa as perdas; e **(v)** rateio dos custos da cobertura da intermitência de eólicas e solares fotovoltaicas entre todos os agentes e não apenas entre aqueles que apresentaram intermitência, entre outras alocações indevidas de custos.

48. Caso os custos dos subsídios acima fossem considerados nesta conta, as vantagens das CGHs e PCHs para o consumidor seriam muito maiores e seu custo muito próximo e até inferior ao das UHEs em alguns casos.

49. O enorme crescimento da contratação de fontes intermitentes sugerido no PDE, sem se levar em conta a intermitência, seus efeitos e custos correspondentes, acarreta o risco da repetição em escala muito maior de equívocos de planejamento ocorridos no passado.

50. Importante ressaltar que, apesar de o volume de energia solar instalada ainda ser muito pequeno e não ter permitido calcular qual foi o custo real efetivo da fonte para inserção no quadro acima, o leilão de descontração marcado para 28/07/17 se deu para atender pedidos vindos principalmente das demandas solares, que haviam vendido energia a um custo direto de aproximadamente R\$ 260/MWh nos leilões de 2014 e 2015 e que não estavam conseguindo viabilizar seus projetos. Estes valores, corrigidos para julho/17, equivalem a pouco menos de R\$ 300/MWh, desconsiderando eventualidades nem custos indiretos associados. Sobre este ponto, a ABRAPCH já se posicionou com proposta alternativa de realização de Leilão de Cessão de Contratos em julho/16 e por ocasião da AP do Leilão de Descontração. Maiores informações a respeito estão disponíveis em nossa contribuição.

51. Neste íterim, grife-se que o PDE trouxe os seguintes apontamentos:

Identificar os projetos hidrelétricos cujo desenvolvimento irá resultar de fato em benefício líquido para a sociedade – considerando todas as restrições socioambientais relevantes e, e, quando ações de mitigação forem viáveis e razoáveis, o custo de implantação destas ações — e identificar estratégias de desenvolvimento destes projetos que permitam que este benefício líquido se manifeste. Nesse panorama não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), com um vasto elenco de empreendimentos ainda não aproveitado e que traz diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo. (Item 3.3, pag. 61)

52. A despeito de todos os benefícios supracitados, o PDE aponta que existem 837 MW de potência instalada de projetos de PCHs contratados, e uma projeção, de 2022 a 2026, de implementação de apenas 1.500 MW de potência instalada, ou seja, 300 MW de potência instalada por ano.

53. Por outro lado, priorizou-se equivocadamente fontes intermitentes no planejamento da expansão da oferta, em que existem 6,6 GW de potência instalada de usinas eólicas contratadas até 2019, e uma perspectiva de acréscimo de contratação de 11,8 GW até 2026, totalizando 18,4 GW de potência instalada.

54. E para a fonte solar, foi apontado já haver 2,6 GW de potência instalada de usinas fotovoltaicas contratadas até 2019, e uma perspectiva de acréscimo de contratação de 6,3 GW até 2026, totalizando 9,6 GW de potência instalada.

55. A despeito da EPE reconhecer que as PCHs possuem o potencial contribuir significativamente para a questão da intermitência do sistema, problema que tem sido recorrente na operação e planejamento do sistema, causado principalmente pelas fontes eólica e solar fotovoltaica, há no Brasil uma disponibilidade de 7 GW de PCHs aprovadas na ANEEL, parte com licenciamento ambiental e prontas para serem contratadas². São aproximadamente 600 projetos aprovados na ANEEL, totalizando

² Canal Energia. PDE 2026 agrada novas renováveis, mas desaponta PCHs. Wagner Freire. São Paulo, 14 jul. 2017.

7.300 MW de potência instalada, aptos para participar dos leilões até 2022 e mais 11.000 MW em análise na ANEEL que deverão estar aprovadas e licenciadas nos próximos 2-4 anos.

56. O setor de CGHs e PCHs tem um potencial remanescente total estimado em aproximadamente 32.400 MW de potência instalada, conforme o quadro abaixo, dos quais, conforme dito, 7.300 MW estão aptos a participar de leilões até 2021 e mais 8.300 MW poderiam ser contratados de 2022 a 2027.

57. O setor de CGHs e PCHs foi bastante fragilizado ao longo dos últimos 15-20 anos em função dos enormes problemas que teve que enfrentar como: a demonização das hidrelétricas por motivos muito além dos ambientais (em um setor que movimenta bilhões como o SEB, não se pode desprezar os enormes interesses econômicos envolvidos), manutenção de tarifas inexequíveis por mais de 10 anos, alocação de riscos e custos que não eram de sua responsabilidade, etc. Em função dos efeitos dos inúmeros mau tratos, equívocos e injustiças do passado, o setor não vai conseguir aumentar seus investimentos de forma significativa no curto prazo.

58. O setor está empenhado para habilitar o maior volume possível de projetos no leilão de dezembro de 2017 em curto espaço de tempo (pouco mais de 30 dias), dado entre a publicação da Portaria que instituiu o leilão e a data limite para habilitação técnica (13/09/17), mas não acredita que conseguirá habilitar volume significativo. A partir de 2018, poderiam ser contratados 800 MW, 1.000 MW em 2019, 1.200 em 2019, 1.400 MW em 2020, e 1.800 em 2021.

59. Veja-se o seguinte quadro, cujas informações foram extraídas da ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL:

Estatísticas PCHs + CGHs no Brasil - Estudadas e Estimadas			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
Operação	1.045,00	5.522,48	14,6%
Construção	32,00	378,83	1,0%
Construção não iniciada	165,00	1.659,63	4,4%
DRI	65,00	873,24	2,3%
DRS/PB Aprovado	581,00	6.308,37	16,6%
Em Análise	245,00	2.474,06	6,5%
Eixos Disponíveis	967,00	5.921,58	15,6%
Est. Potencial Remanescente	2.450,00	14.800,00	39,0%
Total	5.550,00	37.938,19	100,0%

Fonte: ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL.

60. As CGHs e PCHs apresentam, inegavelmente, inúmeros benefícios para o SEB e para toda a sociedade brasileira, conforme segue abaixo:

- a) fonte mais barata de geração de energia elétrica (após as UHEs), mesmo desconsiderando na comparação os subsídios, incentivos, desonerações fiscais, deslocamentos de custos para terceiros, etc.;
- b) menor “Pegada de Carbono” do setor;
- c) impacto ambiental baixo e quase todo reversível;
- d) únicas fontes obrigadas por lei a realizar enormes investimentos em melhorias ambientais;
- e) não exigem investimentos pesados em transmissão e distribuição por estarem mais próximas da carga;
- f) potencial para reduzir as perdas do SIN em até 9% (18% para 9%);
- g) contribuem para estabilizar as redes do SIN;
- h) tecnologia 100% nacional;
- i) participação de micros, pequenos e médios empreendedores nacionais, setor este que responde por 60% a 70% dos empregos do país e que reinveste seus lucros no Brasil;
- j) geram o maior número de empregos por MW/instalado do SEB (101/MW), empregos estes de melhor qualidade e inteiramente nacional;

61. Ao contrário das eólicas e solares situadas na Região Nordeste, que atualmente enfrentam problemas técnicos de escoamento e transporte que não devem se resolver antes de 2021-2023, e demandarão investimentos bilionários em reforços de linhas de transmissão, as CGHs e PCHs não

possuem restrições severas de escoamento, nem demandam elevados investimentos em transmissão. Estes custos também precisariam ser considerados e corretamente alocados as fontes intermitentes na avaliação da adequabilidade da expansão intermitente dos próximos 4 anos no SEB.

62. Apesar de todos os benefícios que apresentam, as CGHs e PCHs foram a fonte menos contratada do setor de 2005 a 2017, com apenas 1,82% do total, violando-se a racionalidade econômica de custo-benefício, causado por incentivos de fontes intermitentes sem considerar os sobrecustos de implementação e operação do sistema elétrico.

III. DIRETRIZES E PREMISSAS

63. Na seção Diretrizes e Premissas, o PDE afirma nas páginas 58 e 59 que:

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados, as seguintes diretrizes de política energética foram consideradas como dados de entrada na construção da expansão de referência:

- Indicação de um programa de expansão da oferta eólica de 1.000 MW em 2020, sendo 800 MW na região Nordeste e 200 MW na região Sul;
- Indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica de 1.000 MW em 2020;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2021, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano a partir de 2021;
- Indicação de uma expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) de oferta de biomassa (CVU nulo) a partir de 2021 limitada, em cada ano, pelo potencial apresentado no Capítulo de Oferta de Biocombustíveis.
- Indicação de uma expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal (biomassa florestal) limitada a 100 MW/ano a partir de 2023;
- Indicação, para o ano de 2023, de UTE a gás natural na região Nordeste, com 50% de inflexibilidade. Para melhor ajustar a inflexibilidade às características operativas do sistema, ela foi representada de modo sazonal;
- Indicação da UHE Tabajara para 2024, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento.
- Indicação da UHE Castanheira para 2026, já que este projeto, mesmo com estudos a nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

64. Em outras palavras, o PDE já “nasce” com a obrigatoriedade de expansão de toda esta oferta.
65. Não faz sentido haver esta obrigatoriedade de contratação de todo este volume de eólicas e fotovoltaicas (que tem se mostrado mais caras, tem enormes custos indiretos, etc.) sem se estabelecer obrigatoriedade de volumes superiores de PCHs que inclusive possuem pegada de carbono inferior.
66. Considerando-se que: (i) a intermitência horaria das eólicas tem sido de aproximadamente 40% da sua capacidade instalada, (ii) que as solares tem intermitência estimada em 70% e que (iii) cobrir a intermitência das eólicas e solares com térmicas fósseis é danosos para o meio ambiente (assim como a inserção do carro elétrico quase nada contribui para a preservação do meio ambiente se a geração da energia que consome for gerada à partir de fontes fósseis), o correto seria projetar o crescimento da matriz de forma que a intermitência das eólicas e solares fosse coberta com outras renováveis, em especial as PCHs, CGHs e UHEs. Para cada 100 MW de intermitentes contratadas, deveriam ser contratados 40 MW de PCHs, CGHs e UHEs e mais 30 MW de outras renováveis.
67. Não faz sentido se estabelecer todas estas obrigatoriedades de contratação acima que inclui biomassa com CVU nulo e termelétricas a biomassa florestal, ao mesmo tempo em que não se estabelece qualquer obrigatoriedade de contratação de PCHs e CGHs. Isto fere, entre outros, os princípios da isonomia, racionalidade e equidade.
68. Nota-se também a previsão de se contratar UTEs a gás no NE com inflexibilidade de 50%, possivelmente para “cobrir” a falta de geração eólica ao longo do dia, compensando a variabilidade natural dos ventos. Questiona-se se esta seria a melhor opção.
69. Assim, requer-se que a EPE reveja o cenário avaliando a possibilidade de se atingir o mesmo objetivo cobrindo parte desta intermitência com CGHs, PCHs, Biomassa.
70. Solicita-se também que a EPE informe quais foram as razões destas premissas, os motivos pelos quais as PCHs e CGHs foram a única fonte não contemplada e requer-se seja inserida no PDE uma contratação mínima obrigatória de pelo menos 1.000 MW de PCHs e CGHs.

IV. ATENDIMENTO A PONTA

71. O PDE afirma, em suas páginas 63, 3.3.1 ALTERNATIVAS PARA AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA, o seguinte:

Nos modelos de expansão da oferta e de simulação da operação foram consideradas usinas termelétricas a ciclo aberto como alternativas para atendimento à ponta do sistema, utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural. Entretanto, outras opções de expansão para atendimento à ponta podem ser possíveis.

72. Pergunta-se: porque somente foi considerada esta opção, se a própria EPE entende que outras opções podem ser possíveis? Muitas PCHs podem ser destinadas ao atendimento à ponta, e poderiam desempenhar este papel.

73. Também consta na página 63 do PDE:

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, devem ser buscadas também tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento à qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, pode-se destacar:

- i. Usinas termelétricas de partida rápida;
- ii. Repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes;
- iii. Usinas hidrelétricas reversíveis;
- iv. Gerenciamento pelo lado da demanda;
- v. Armazenamento químico de energia (baterias).

74. Novamente, as PCHs são uma opção limpa, econômica e eficiente para o atendimento à ponta e deveriam ser consideradas dentre as opções possíveis.

V. ATENDIMENTO A PONTA

75. Complementando aspecto abordado em seção anterior, sabe-se que os modelos atuais se baseiam em médias mensais, e não contemplam importantes características da variabilidade diária. Este

é um aspecto importante, que pode levar a configurações frágeis, inadequadas e incapazes de atender à demanda ao longo do dia.

76. A própria EPE reconhece este fato ao longo do relatório, e particularmente nas pág. 80 e 82:

Fazendo o uso das metodologias atualmente disponíveis para avaliação do atendimento à demanda máxima e horária, desenvolvidas internamente na EPE, é possível identificar e qualificar pontos que exijam avanços metodológicos e regulatórios para o setor. No entanto, devido às limitações das ferramentas computacionais atualmente disponíveis, notadamente a ausência de discretização horária da representação do sistema, não é possível fazer um maior detalhamento das diversas alternativas de atendimento a ponta.

[...]

Ou seja, além das avaliações sobre as características operativas obtidas em análises médias mensais, a análise horária captura os vertimentos intradiários que podem ocorrer. Além disso, esse tipo de análise também identifica que a necessidade de geração complementar ocorre não apenas nos momentos de demanda máxima, mas também em diversas horas por dia. Isso faz com que as metas mensais de geração possam não ser mantidas, ou seja, os custos de operação e níveis esperados de armazenamento ao final de cada mês não sejam os resultantes da simulação mensal. Conclui-se, dessa forma, que, para a adequada avaliação do sistema futuro, é fundamental a migração para ferramentas computacionais com discretização temporal preferencialmente horária.

77. O PDE chega a propor novos modelos de contratação de energia, valorando melhor a modulação horária e a ponta, nos seguintes termos:

As evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação. Atualmente, o único item valorado nos leilões é o produto energia comercializada, cujo lastro é estabelecido pelas garantias físicas. Essa nova modalidade de contratação deve garantir que o sistema atenda não só a carga de energia, obtida pelo montante acumulado ao longo dos meses, mas também às variações instantâneas, para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

78. No entanto, novamente, a EPE considera que somente térmicas ou baterias podem realizar esta modulação, deixando de lado a contribuição das PCHs. É importante que a valoração e a expansão não obedeçam pré-conceitos, deixando que todos os projetos se candidatem ao suprimento específico, selecionando os melhores e mais eficientes, sem tendências ou restrições.

79. Mais ainda, é importante notar que o simples fato da obrigatoriedade de expansão eólica/solar, a 1.000 MW/ano, implica na necessidade de complementação (neste caso, térmica) que acarretará,

seguramente, um custo adicional. É possível que o relaxamento desta restrição – deixando o planejamento mais livre para encontrar as melhores soluções – levasse a uma expansão mais barata, com fontes mais flexíveis e adequadas ao perfil de nossa carga. Em outras palavras, *as restrições iniciais de obrigatoriedade de expansão eólica/solar/térmica* podem levar a uma configuração mais cara e não necessariamente mais segura.

VI. A TRANSMISÃO

80. Os estudos de transmissão buscam adequar a rede à geração sintetizada. No entanto, a expansão é calculada separadamente – em outras palavras, primeiro é definida a geração e posteriormente a rede a ela adequada. Um planejamento conjunto poderia usar geração localizada (por exemplo, PCHs) para mitigar riscos e custos de transmissão, com a vantagem da redução das perdas e do aumento da confiabilidade local.

VII. OS RESULTADOS

81. As expansões resultantes mostram uma expansão tímida das PCHs (aproximadamente 300 MW anuais), tolhida pela inserção obrigatória das demais fontes (principalmente eólicas, solares, térmicas). A própria EPE reconhece, em sua pág. 76, que a penetração das PCHs é subestimada, senão vejamos:

A expansão indicada da opção PCH mostra que, de acordo com os custos informados e com sua contribuição de energia e potência, o potencial de 300 MW pode ser facilmente ampliado, dados os fortes sinais de competitividade econômica apresentados.

82. Recomenda-se que estes resultados sejam efetivamente revistos, e que o potencial das PCHs seja melhor explorado, servindo à sociedade e ao Brasil.

VIII. BASES CONCEITUAIS PARA EXPANSÃO DA OFERTA

83. Na modelagem apresentada pelo PDE, não se contempla, inicialmente, a variabilidade das fontes, calculando-se a expansão das eólicas, por exemplo, sem considerar o “vácuo” de geração ao longo do dia. Este vácuo é posteriormente “preenchido” com outras fontes (inclusive térmicas), o que

leva a um reforço na expansão com incrementos desnecessários de custos. O mesmo ocorre para os vertimentos horários, causados por “excesso de geração” eólica. A própria EPE admite que os modelos possuem falhas metodológicas que levam a estes problemas (pág. 81).

84. Tendo em vista o referido “vácuo”, recomenda-se a utilização fontes mais estáveis, que não necessitariam de reforço e garantam uma expansão menos onerosa, mediante a redução da expansão das eólicas e incentivo à expansão através de PCHs e CGHs, seja através de leilões individualizados por fontes, seja através da desoneração fiscal.

85. O custo marginal da expansão foi calculado em R\$ 170/MWh. Neste contexto, praticamente nenhuma fonte seria inserida no sistema. Há inconsistências neste prognóstico, principalmente em comparação com os atuais custos marginais da operação (CMO), na ordem de R\$ 500/MWh, que justificariam a entrada de qualquer fonte.

86. O modelo também considera que as restrições hidráulicas desaparecerão a partir do próximo verão, o que é uma hipótese bastante arriscada.

87. O resultado é que a participação das PCHs na expansão da oferta é absurdamente tímida: 300 MW de potência instalada anuais, contra 1.000 MW de potências instalada de fontes fotovoltaicas e mais 1.000 MW de potência instalada de eólicas, que possuem tais atributos unicamente em razão de uma política de desoneração fiscal.

88. Outra questão que merece revisão é a premissa de que as térmicas seriam a única alternativa de geração localizada para atendimento à ponta. As PCHs/CGHs podem entregar produtos com estes requisitos, de forma mais barata, limpa e sem as incertezas que a própria EPE afirma haver sobre a disponibilidade ou importação de GNL.

89. O aumento do preço do gás natural representa enorme risco ao consumidor dado que: (i) os preços do milhão de BTUs no Henry Hub (principal mercado do mundo) encontra-se em seu ponto mais baixo da história; (ii) questiona-se muito a sustentabilidade da exploração do gás de folhelo, principal responsável pela queda histórica dos preços do gás; e (iii) rumores de que a China estaria

negociando para absorver todo este excesso de gás existente no mercado, dada a redução nos custos de transporte abertos com a entrada em operação do Canal do Panamá ampliado, o que traria os preços do gás de volta a patamares históricos. Ainda que o gerador assumisse o risco de variação do risco em Dólares do gás, e o risco cambial durante a vida do seu contrato (20-30 anos?), o custo seria muito superior ao das PCHs, o impacto ambiental muito maior e as emissões do SEB continuariam a subir de forma acentuada.

90. O planejamento da transmissão não considera a possibilidade de redução ou adiamento de investimentos a partir do uso de fontes locais, como as PCHs e CGHs, que poderiam auxiliar na mitigação das perdas elétricas e incrementar confiabilidade sistêmica localizada.

IX. PEDIDOS

91. Em razão do exposto, a ABRAPCH requer que o PDE seja revisto, para que a contratação térmica seja revertida para energias renováveis, principalmente PCHs e CGHs, capazes de cumprir as funções das usinas térmicas propostas e com a vantagem da sustentabilidade socioeconômica e ambiental.

92. A ABRAPCH concorda e solicita que o volume de contratação obrigatória anual de CGHs e PCHs seja pelo menos equiparada a eólicas e solares, e que o volume de projetado total de contratação planejado seja escalonado da seguinte forma:

- a) 2018: 800 MW de potência instalada;**
- b) 2019: 1.000 MW de potência instalada;**
- c) 2020: 1.200 MW de potência instalada;**
- d) 2021 a 2016: 1.400 MW de potência instalada;**

93. Acompanha a presente contribuição, com o objetivo de corroborar as informações apresentadas, o artigo intitulado “A Necessária Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – A Energia que Precisamos e Merecemos”, publicado por mim no Canal Energia, em 25 de julho de 2017.

94. Destarte, a ABRAPCH se coloca à inteira disposição para prestar esclarecimentos e renova votos de grande estime e consideração.

Brasília-DF, 27 de agosto de 2017.



Paulo Fernando Sivieri Arbex
Presidente da Diretoria Executiva
ABRAPCH

A Necessária Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – A Energia que Precisamos e Merecemos

O que o setor de CGHs e PCHs espera das medidas de aprimoramento do SEB é que resultem em um sistema mais justo e eficiente, com isonomia, igualdade de oportunidades e onde cada um de seus agentes seja remunerado de acordo com os benefícios que gerar para a sociedade brasileira, não em função da eficiência de seu lobby e de sua propaganda

A decisão do governo federal de submeter à audiência pública, a proposta de aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), é louvável, bem como a decisão de se cercar de técnicos competentes no comando de todos os órgãos, autarquias e estatais e a disposição em enfrentar os inúmeros problemas do setor, herdados de gestões anteriores.



ARTIGO
PAULO ARBEX, DA ABRAPCH

O que o setor de Centrais de Geração Hidrelétrica (CGHs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) espera das medidas de aprimoramento do SEB é que resultem em um sistema mais justo e eficiente, com isonomia, igualdade de oportunidades e onde cada um de seus agentes seja remunerado de acordo com os benefícios que gerar para a sociedade brasileira, não em função da eficiência de seu lobby e de sua propaganda.

A Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRACPH) é uma associação jovem, com aproximadamente 200 associados, na maioria Micros, Pequenos e Médios Empreendedores (MPMEs).

São empresários que superam grandes dificuldades para empreender, mas não esmorecem e honram seus compromissos, respeitando as comunidades e o meio ambiente em que atuam, sem qualquer tipo de favorecimento.

As CGHs/PCHs são uma fonte de energia limpa, barata, renovável, confiável, flexível, sem intermitência horária, de alta qualidade e que tem enorme impacto positivo no desenvolvimento socioambiental e econômico do Brasil.

O setor possui mais de 600 projetos aprovados na ANEEL, com energia média em torno de 4.000MW (7.300MW de potência instalada), aptos para participar dos leilões dos próximos 6 anos, sendo 600MW médios prontos para o leilão deste ano e o restante para os leilões dos 5 anos seguintes.

São mais de R\$60 bilhões em investimentos e mais de 700.000 empregos que poderiam ser viabilizados com a contratação anual média de 667MW médios de uma energia que nos últimos anos foi a 2ª mais barata, a que menos emitiu gases de efeito estufa, que menos gerou custos indiretos para o consumidor e que, paradoxalmente, foi a menos contratada (142MW/ano).

Neste momento em que se inicia a audiência pública, é fundamental uma profunda reflexão sobre o nosso SEB, para que o aprimoramento tenha efeitos positivos e duradouros.

Até o ano 2.000, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tinha uma matriz 85% – 90% hídrica e produzia a energia elétrica mais barata, mais limpa, mais confiável e de melhor qualidade do planeta.

Tínhamos empresas saudáveis (que geravam centenas de milhares de empregos e reinvestiam seus lucros na expansão do setor), engenharia nacional de ponta e a melhor tecnologia hidrelétrica do mundo. O SEB era motivo de orgulho para os brasileiros e de admiração do mundo todo.

A tarifa de energia elétrica era tão baixa que ninguém se preocupava com seu custo. A possibilidade de “apagões” e “apaguinhos”, sequer passava pela cabeça das pessoas, de tão absurda que parecia a hipótese de faltar energia.

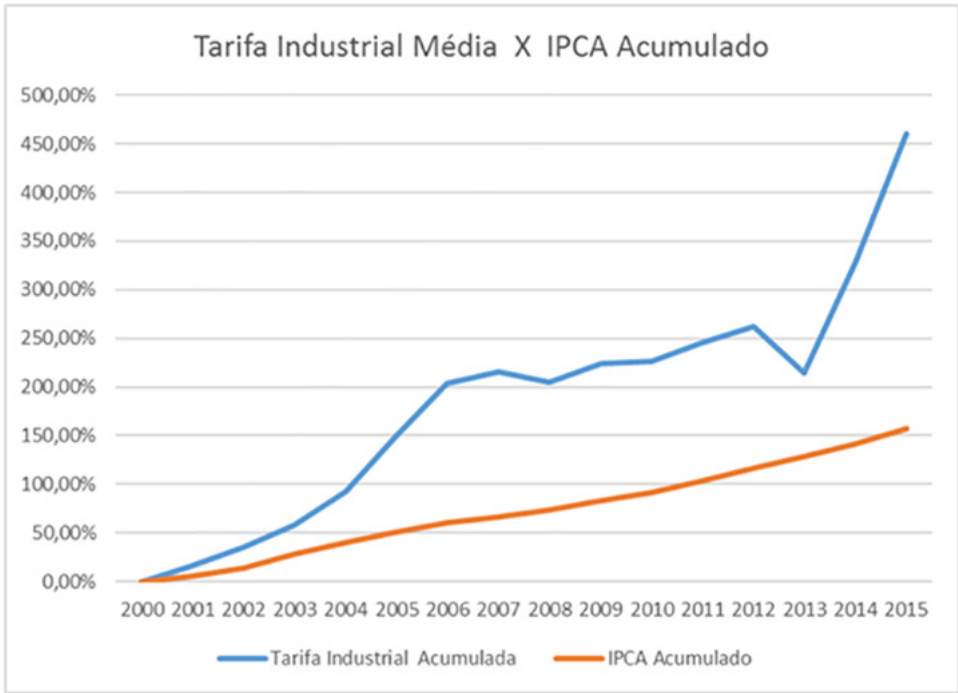
Hoje, após o acúmulo de decisões equivocadas ao longo de quase 20 anos, nossa energia elétrica é a 5ª mais cara do mundo (dado da IEA), as emissões de gases de efeito estufa do SEB cresceram estratosféricas 700% (dado da SEEG), nosso meio ambiente se deteriorou, vivemos preocupados com o risco de desabastecimento, houve um processo de enorme concentração de renda no SEB (prejudicando micros, pequenos e médios empreendimentos), muitas das grandes empresas do setor estão em situação financeira crítica (apesar dos benefícios conseguidos) e precisando de socorro financeiro e, com a exceção de poucos segmentos “eleitos” beneficiados por subsídios e favorecimentos, os empreendedores estão tendo prejuízos ou retornos irrisórios.

Se o Brasil não estivesse passando pela maior recessão econômica de sua história em séculos, com queda do PIB de 7,2% em 3 anos, estaria faltando energia.

O quadro abaixo dá uma visão comparativa interessante da situação no ano 2.000 e no ano 2.016:

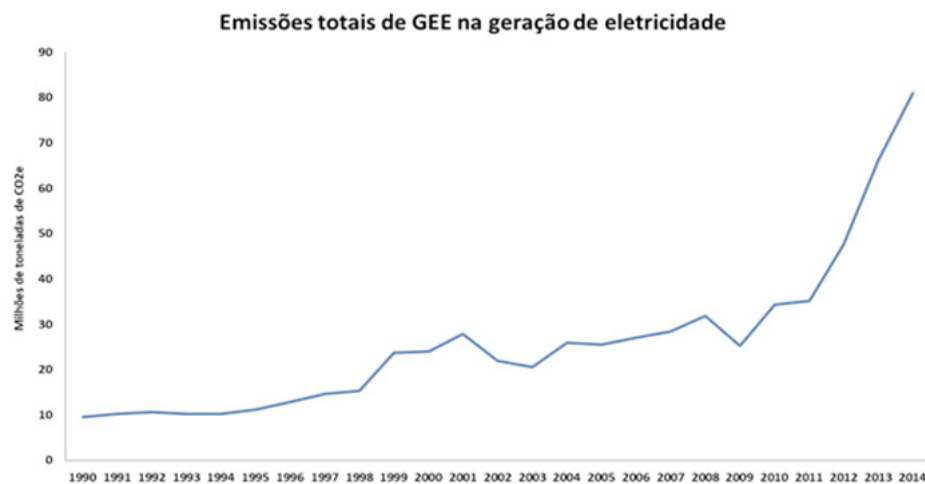
SITUAÇÃO COM 85%-90% HIDRO (~2000):	SITUAÇÃO COM 60%-70% HIDRO (~2016):
➤Energia Elétrica mais barata do Mundo;	➤5ª mais cara do mundo (2016);
➤Energia Elétrica mais limpa e renovável do mundo;	➤Emissões do setor cresceram 700% de 1995 a 2015;
➤Empresas saudáveis reinvestiam lucros na expansão do SEB;	➤Empresas em crise financeira pedem socorro financeiro;
➤Energia era fator de competitividade e atração de investimentos;	➤Fator de desvantagem, desindustrialização, perda de investimentos;
➤Energia abundante, estável e confiável;	➤Operação no limite, "apaguinhos", intermitência, oscilações;
➤Gerava 100% dos empregos no Brasil;	➤Exporta boa parte dos empregos para Ásia, Europa e EUA;
➤Tecnologia 100% nacional da fonte consumida;	➤Dependente de importação de tecnologia;
➤Exportava máquinas, equipamentos, tecnologia e serviços;	➤Importa máquinas, equipamentos, tecnologia, serviços;
➤Transferência de tecnologia por acesso ao mercado brasileiro;	➤Abertura do nosso mercado sem transferência de tecnologia;
➤Reservatórios capacidade para 3-5 <u>anos</u> de seca;	➤Hoje: reservatórios para 4 - 5 <u>meses</u> de seca;
➤Décadas de ouro (1950, 60 e 70);	➤Maior crise da história (2014-1) - PIB caiu 7,20% em 3 anos!;

O que ocorreu no SEB foi um desastre de proporções bíblicas. Os gráficos e tabelas abaixo ilustram e quantificam alguns destes problemas:



Fonte: (dados da ANEEL e IBGE, gráfico da ABRAPCH)

De 2.000 a 2.015, com a redução da participação das hidrelétricas na geração de 83% para 66%, as tarifas ao consumidor explodiram (subiram 450%, 3 vezes mais que a inflação de 150% do período).



Fonte: SEEG – Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa

As emissões do SEB cresceram **700%** (de 10 milhões de ton. em 1995 para 80 milhões de ton. em 2014). Importante ressaltar que o maior crescimento ocorreu de 2009 a 2014, justamente o período de maior crescimento da energia eólica por dois motivos: (i) a intermitência horária das eólicas não tem sido coberta integralmente pelas hidrelétricas, mas por um mix de térmicas fósseis caras e poluentes (UTES), e (ii) decidiu-se contratar um volume de hidrelétricas muito abaixo do necessário e um volume de UTes muito acima do que nossas metas de emissões suportavam.

Para se ter uma ideia da gravidade deste crescimento, é importante ressaltar que, de acordo com o IPCC, o que causou as mudanças climáticas que estamos vivendo, foi um aumento de apenas **40%** na concentração de CO₂ na atmosfera **em 200 anos!**

Outra informação importante é que o compromisso assumido pelo Brasil na COP 21 foi o de reduzir as emissões em 37% do nível registrado em 2.005 até 2.025 (1,85%/ano de redução).

Como o SEB vai conseguir reduzir suas emissões em 37% até 2025 se nos 19 anos encerrados em 2014 aumentou em 700%?

O SEB vai pedir para outros setores reduzirem o aumento de 700% nas suas emissões? Que setores poderiam reduzir suas emissões e a que custo social e econômico? A Agricultura? A Pecuária? O setor de Óleo e Gás?

O SEB não sairá desta enorme crise sem uma profunda reforma, que não será duradoura se (i) não criarmos um modelo que tenha mecanismos de ajuste de mercado a longo prazo e (ii) não blindarmos o SEB dos problemas que o levaram a situação atual.

As CGHs e PCHs podem contribuir de forma relevante para a recuperação do SEB.

O Que Levou o SEB à Situação Atual?

As principais causas dos problemas atuais do setor foram: (i) contratação de alternativas de geração caras e com altos custos indiretos adicionais (transmissão, cobertura de intermitência, etc.), em desrespeito ao critério do melhor custo/benefício global, e do menor impacto ambiental consolidado, (ii) a pesada campanha contra as hidrelétricas e de defesa emocional das fontes intermitentes, que travou o processo das CGHs e PCHs, mas não conseguiu barrar as UHEs “estruturantes”, (iii) defesa muito tímida da necessidade de se construir as CGHs, PCHs e reservatórios e (iv) o SEB cedeu à força da propaganda e lobby de alguns segmentos, quando deveria ter optado pelas melhores opções técnicas e econômicas.

Nos últimos 20 anos, foram muito mais bem-sucedidos os segmentos do SEB que tiveram um lobby e uma propaganda mais eficiente, do que os segmentos que apresentavam melhor eficiência técnica, econômica, financeira e operacional. Hoje o custo destas escolhas passadas está sendo cobrado, é muito elevado.

Confiamos que este governo assegure que estes custos sejam pagos pelos que os criaram e não transferidos para os pequenos, como costuma acontecer em nosso país.

Nem as hidrelétricas (em especial as CGHs e PCHs) têm todos os impactos que a elas se atribuem, nem eólicas, solares e biomassa são desprovidas de impactos negativos. Os posicionamentos ambientais do passado parecem ter sido influenciados pelo apelo emocional da propaganda, quando deveriam ter sido tomados por critérios estritamente científicos e mensuráveis.

Se um projeto hidrelétrico de 7.000 MW é inviabilizado, mais de R\$55 bilhões de encomendas se deslocam da cadeia produtiva hidrelétrica para cadeias de outras fontes.

Se 900 CGHs e PCHs, que juntas trariam potência superior a 10.000MW, atrasam ou não se viabilizam, ocorre um deslocamento ainda mais grave de mais de R\$80 bilhões de pequenos e médios empreendedores hidrelétricos para fontes de grandes grupos.

Nos últimos 15-20 anos, a expansão da geração se deu via contratação de energia em grandes ondas de fontes específicas.

A 1ª onda de contratação foi de Usinas Termelétricas Fósseis (UTES). Entre 2005 e 2016 foram contratados 23.689MW de UTES movidas principalmente à diesel, à óleo combustível, à gás (GN e GNL). Muitas destas UTES não chegaram a ser construídas, nem seus acionistas pagaram a totalidade das multas e penalidades previstas em contrato.

As justificativas para contratação destas fontes caras e altamente poluentes, foi a de que: (i) as UTES fariam o papel desempenhado pelos reservatórios das hidrelétricas com vantagens, (ii) seriam o “seguro” do SEB e (iii) estas UTES teriam um custo/benefício melhor que as hidrelétricas.

Chegou-se a desprezar o preço em R\$/MWh e a se criar um Índice de Custo Benefício (ICB) que, de acordo com seus criadores, refletiria melhor o custo-benefício de cada usina.

Pelo critério de ICB, algumas UTES que hoje estão custando ao país mais de R\$900/MWh se sagraram vencedoras em leilões com UHEs que ofereciam energia abaixo de R\$180/MWh.

A 2ª onda de contratação foi o das chamadas UHEs Estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte em 2007, 2008 e 2010, respectivamente). Estas 3 UHEs somaram aproximadamente 17.900 MW de potência instalada e foram licitadas a tarifas baixas (valor atualizado para 06/2017 entre R\$123/MWh e R\$142/MWh).

O mercado reconhece que as tarifas destas UHEs são baixas mas que não refletem o custo real da energia destas usinas, tendo em vista que: (i) não incluem o custo das linhas de transmissão de milhares de quilômetros, que teriam custado valores próximos aos das usinas e tiveram seus custos rateados entre todos os consumidores e geradores do Brasil, (ii) não incluem diversos subsídios e benefícios, como por exemplo, os financiamentos de 30 anos do BNDES, PSI a juros de 2,5% a.a., injeção de capital por parte de fundos de pensão estatais à juros abaixo de mercado, etc. e (iii) estas usinas estariam gerando muito abaixo de suas garantias físicas e gerando enormes déficits no MRE.

A 3ª onda de contratação foi o das Eólicas. Entre 2.009 e 2.015, foram contratados mais de 15.000 MW de eólicas.

Os principais argumentos para sua contratação eram que seu custo seria baixo, seu impacto ambiental mínimo e que sua construção reduziria as emissões de gases efeito estufa do SEB. Não foi o que se verificou na prática.

Não se levaram em conta: (i) os problemas técnicos e os custos de cobertura de sua intermitência horária, (ii) os custos de construção dos linhões de milhares de quilômetros ao longo do litoral do Nordeste e interior da Bahia rateados entre os consumidores e geradores do país, (iii) os custos de se manter UTES fósseis caras e poluentes em operação para cobrir sua intermitência, (iv) os custos de se manter hidrelétricas a disposição para estabilizar as perturbações causadas pela geração intermitente na frequência das redes, além de também cobrirem a intermitência em si.

À título comparativo, de 2005 a 2016 foram contratados apenas 1.704 MW de CGHs e PCHs (142MW/ano), sendo que em 2008, 2011 e 2012 não se contratou um único MW de CGHs nem de PCHs, apesar de todos os seus inúmeros benefícios.

A fonte solar, que ingressou nos leilões regulados do Brasil apenas em 2014, já teve contratação de 1.724 MW em 2014 e 2015. Em apenas 2 anos, as solares tiveram contratação superior ao que as CGHs e PCHs tiveram em 12 anos.

Importante ressaltar que esta contratação se deu a tarifas mais altas, em contratos com riscos menores para o empreendedor e com os custos de cobertura da intermitência solar transferidos para o sistema.

Apesar de todos estes benefícios, um volume significativo destes projetos, contratados a tarifas de aproximadamente R\$260/MWh (~R\$300/MWh a valores de 06/2017), aparentemente não serão construídos e poderão ser rescindidos com isenção parcial de multas e penalidades caso o Leilão de Descontratação (atualmente em Audiência Pública), seja aprovado.

A ABRAPCH renovou em junho/17, na AP do Leilão de Descontratação, proposta feita inicialmente em julho/2016 para que, ao invés de realizar o Leilão de Descontratação, se fizesse um Leilão de Cessão de Direitos, dando a possibilidade de as CGHs e PCHs assumirem os contratos de empreendedores solares e eólicos inadimplentes, com recomposição do prazo de construção.

A ABRAPCH entende que o governo desenvolveu o leilão de descontratação com a boa intenção de acelerar o processo de encerramento dos contratos e de abrir espaço para novas contratações das **fontes não contempladas, que estão adimplentes com seus contratos e que sofreram pesados prejuízos por terem seu mercado ocupado em vão, por 3 anos por fontes que inadimpliram.**

O que não consideramos justo é que esta energia seja recontratada das mesmas fontes que não cumpriram os contratos anteriores. Equivaleria a premiar a fonte que inadimpliu ao invés de restituir os prejuízos causados às fontes adimplentes.

A matriz elétrica ideal de um país é aquela que assegura à sociedade como um todo, ao menor custo global possível, os seguintes benefícios: (i) eficiência e custo, (ii) capacidade de armazenamento, confiabilidade, (iii) segurança, (iv) independência de insumos e tecnologias importadas e (v) sustentabilidade socioambiental.

As CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral possuem uma série de características técnicas e econômicas que as tornam quase imbatíveis, por oferecerem todos os benefícios acima.

Vantagens Comparativas das CGHs e PCHs – Eficiência e Custo:

A fonte hidrelétrica é a forma mais eficiente de se gerar energia elétrica, com índice de conversão de 86,5%. Motores a combustão, por exemplo, tem eficiência entre 35% e 45%.

Em termos de custos diretos, são a 2ª fonte mais barata, superadas apenas pelas usinas hidrelétricas de grande porte (UHEs).

O quadro abaixo apresenta o resumo de um estudo, feito pela Engenho Consultoria, dos custos diretos das principais fontes de energia de 2005 a abril/2017. A metodologia utilizada foi levantar quantos Reais cada fonte recebeu por ano (líquido de ajustes) e dividir pelo número de MWh entregues por cada fonte no mesmo período.

Esta metodologia permite apurar o custo real do MWh efetivamente entregue de cada fonte, líquido de qualquer intercorrência, como por exemplo: (i) geração abaixo da garantia física de hidrelétricas, (ii) eólicas sem conexão que receberam sem conseguir entregar por um período, ou geraram abaixo do valor comercializado, (iii) parcela fixa e variável de térmicas, etc.

	Custo Energia Entregue (R\$/MWh)								
	Fontes Renováveis					Fontes Não-Renováveis			
	Hidráulica	Hidráulica PCH + CGH	Outros (Resíduos)	Eólica	Biomassa	Carvão	Gas + GNL	Óleo	Diesel
2005	94					224	516	1.106	
2006	122					248	699	683	
2007	126					224	993	683	
2008	130					224	430	773	
2009	135					224	534	2.250	
2010	129	248	289		332	243	220	881	
2011	126	251	162		331	420	263	960	
2012	130	239	176	556	315	357	219	785	
2013	152	222	614	501	452	262	313	606	858
2014	149	180	294	360	790	216	409	474	827
2015	190	186	230	286	464	215	399	508	1.032
2016	181	234	251	197	444	221	374	654	5.953
2017	191	243	302	362	397	220	432	1.052	6.017
MÉDIA	143	225	290	377	441	254	446	878	2.937

Fonte: Engenho Consultoria Ltda

Observações: (i) não inclui tributos e encargos, (ii) líquido de GSF, (iii) não inclui ACL nem PROINFA

O custo médio realizado das CGHs/PCHs foi de apenas R\$225/MWh. Os das outras fontes renováveis ficaram bem acima disto. As eólicas ficaram em R\$377/MWh (67,5% mais caras), a biomassa ficou em R\$441/MWh (96% mais cara), e os resíduos urbanos, com R\$290/MWh (28,9% mais caras).

O estudo não contempla efeitos de subsídios diretos, nem indiretos de nenhuma fonte como por exemplo: (i) desoneração fiscal das eólicas, (ii) parcela do desconto do fio de renováveis sem a contrapartida de a usina arcar com os custos da construção e operação de sua própria linha, como fazem as CGHs e PCHs, (iii) rateio entre todos os consumidores e geradores das linhas de transmissão de bilhões de Reais das UHEs “estruturantes”, eólicas do litoral do Nordeste, eólicas do interior da Bahia, etc., (iv) rateio das perdas elétricas de 18% incorrida nestas longas linhas entre todos e não entre os que deram causa as perdas, (v) rateio dos custos da cobertura da intermitência de eólicas e solares entre todos os agentes e não apenas aqueles que apresentaram intermitência, entre outros.

Caso os custos dos subsídios acima fossem considerados nesta conta, a vantagem das CGHs e PCHs para o consumidor ficariam muito maiores e seu custo muito próximo ou até inferior ao das UHEs.

Capacidade de Armazenamento:

De todas as renováveis, as únicas com capacidade de armazenar energia são as CGHs/PCHs (na forma de água em seu reservatório) e as Usinas a Biomassa (bagaço de cana, cavaco, etc.).

Nenhum sistema elétrico funciona sem uma solução de estocagem de energia, especialmente após a inserção das fontes com intermitência horária. A dificuldade de armazenamento é o principal problema técnico da energia elétrica e sua cobertura tem um custo enorme.

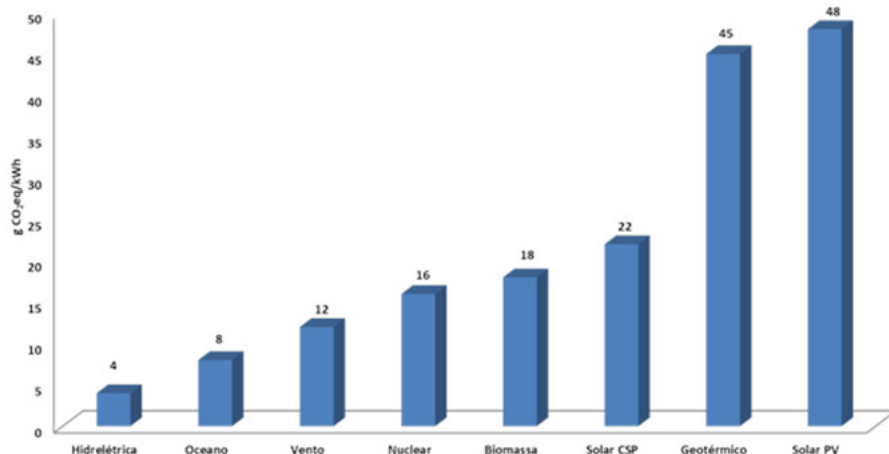
As tecnologias de armazenamento via bateria tem evoluído, mas ainda são muito caras e possuem impacto ambiental muito danoso. São feitas de metais pesados, altamente tóxicos e poluentes, tem vida útil curta e geram grande quantidade de lixo tóxico que, para ser descartado corretamente, geram ainda mais custos e mais riscos para o meio ambiente.

Outra forma de se estocar energia é armazenando combustíveis fósseis (gás, diesel, óleo, carvão, etc.), mas os custos destes combustíveis são enormes, seus contratos de fornecimento em geral não permitem interrupção (as petroleiras não arcam com os custos de manter o poço de petróleo, a refinaria e a estrutura de transporte parados à disposição das termoeletricas) e as emissões variam de 116 vezes mais (gás natural) a 250 vezes mais (carvão) que as emissões das CGHs e PCHs.

Enfim, a forma mais barata, limpa, eficiente e segura de se estocar energia é acumulando água nos reservatórios das CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral.

Segundo o IPCC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – organismo independente vinculado a ONU), as CGHs e PCHs são a fonte de geração de energia com as menores emissões do mundo, com apenas 4gCO₂eq/kWh (menor “pegada de carbono”).

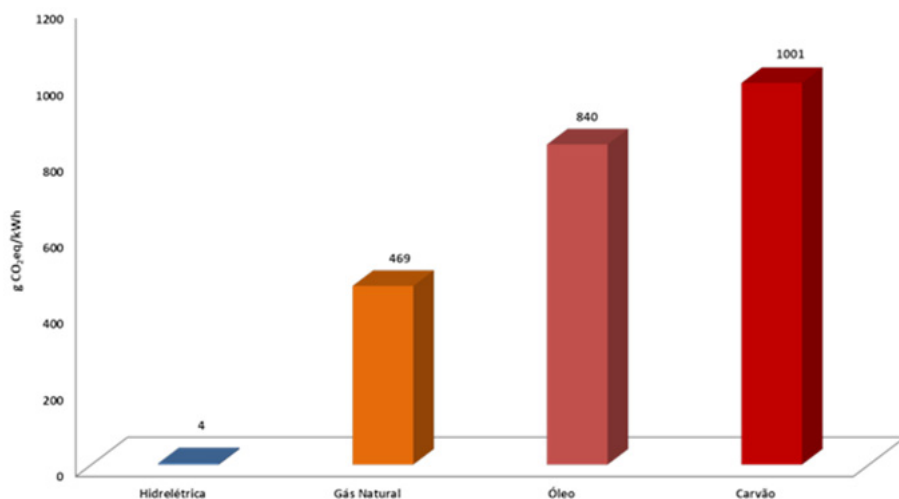
**Intensidade de carbono na geração de energia
Renovável - (g CO₂eq/kWh)**



Fonte: IPCC - Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

As emissões das CGHs/PCHs não chegam nem a 34% das emissões das eólicas, nem a 9% das emissões das solares fotovoltaicas.

**Intensidade de carbono na geração de energia
Renovável - (g CO₂eq/kWh)**



Fonte: IPCC - Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

Quando comparadas às fontes fósseis, os benefícios são gigantescos. As emissões das térmicas a gás são 117 vezes maiores que as das CGHs e PCHs, enquanto as térmicas a carvão chegam a 250 vezes mais.

Uma maior participação das CGHs e PCHs na matriz elétrica brasileira reduziria muito as emissões, contribuiria para combater o aquecimento global e para preservar o meio ambiente.

No aspecto socioambiental, é muito importante frisar também que as CGHs e PCHs são a fonte que mais gera emprego por MW instalado no Brasil, em especial os empregos mais nobres e bem remunerados.

Por ter tecnologia 100% nacional e não precisar importar 1 parafuso sequer para construir suas usinas, as CGHs e PCHs geram 100% dos seus empregos no Brasil, uma vantagem muito relevante em relação a outras fontes renováveis, que tem conteúdo importado entre 20% e 50%.

Priorizar e favorecer com subsídios, fontes com alto conteúdo importado, em detrimento das 100% nacionais é usar recursos do trabalhador brasileiro e do contribuinte brasileiro para exportar empregos para Ásia, Europa e América do Norte.

Neste momento em que o Brasil luta para reduzir o número de desempregados (próximo a 15 milhões), não há como justificar a priorização de fontes com conteúdo importado de 20% a 50%, em detrimento das CGHs/PCHs 100% nacionais.

Vale lembrar que o setor de micros, pequenos e médios empreendedores (MPMEs), no mundo todo, responde por 60% a 70% dos empregos.

Ao contrário do que se imagina, as CGHs e PCHs não consomem uma gota de água sequer, apenas aproveitam a passagem da água dos rios em suas turbinas, para gerar energia. Cada gota de água que passa pelos nossos rios desagua no mar. Aproveitar sua passagem para produzir energia, antes que vire água salgada, imprópria para consumo humano, foi uma grande ideia da humanidade.

Somos a única fonte obrigada a criar e manter Áreas de Proteção Ambiental Permanentes (APPs), monitorar e manter a qualidade da água, flora, fauna, peixes, etc.

Somos também a fonte que mais emprega profissionais da área ambiental.

Centenas de milhares de biólogos, botânicos, ictiólogos (especialistas em peixes), engenheiros florestais, engenheiros ambientais, arqueólogos, etc. trabalham e continuam trabalhando na elaboração de nossos estudos ambientais, projetos de manejo, monitoramento da qualidade da água, da fauna e da flora, no plantio de árvores e mais uma infinidade de atividades de proteção e recuperação ambiental que as CGHs e PCHs realizam, em cumprimento de suas obrigações socioambientais.

Só questionamos porque não se exige de outras fontes, que consomem água, ocupam áreas muito maiores que as nossas para gerar a mesma energia e que tem emissões e impactos ambientais bem mais relevantes, os mesmos cuidados e investimentos na área ambiental que exigem de nós.

Além de injusto com o meio ambiente, é também injusto com os nossos trabalhadores e empreendedores, que são forçados a competir em desigualdade de condições, com empresas que investem proporcionalmente, muito menos no meio ambiente.

Confiabilidade, Flexibilidade e Segurança:

As CGHs e PCHs agregam confiabilidade, segurança e estabilidade ao Sistema Elétrico Interligado (SIN) em função de sua flexibilidade e estabilidade.

O aumento da inserção das fontes eólica e solar, que tem por característica técnica uma elevada intermitência horária, gerou uma série de custos e problemas técnicos para cobertura desta intermitência.

Segundo o ONS, a geração eólica no Nordeste tem apresentado oscilações horárias de até 4.000 MW, o que demanda que o ONS mantenha 4.000 MW em usinas disponíveis em espera para entrar em operação imediatamente e cobrir eventuais quedas na geração das eólicas.

A fonte com as melhores características técnicas, ambientais e de custo para cobrir esta intermitência são as CGHs, PCHs e hidrelétricas em geral.

Para acionar uma hidrelétrica, basta abrir o distribuidor e aguardar alguns minutos. Para acionar uma térmica, é necessário respeitar o tempo de aquecimento e desaquecimento dos motores, sob pena de comprometer as juntas de dilatação, trincar caldeiras, etc.

Resta equacionar a questão de alocação do custo da intermitência. Para poder contar com 1 MW médio de fonte intermitente, é preciso manter uma outra usina de 1 MW parada e de prontidão, para ser acionada e cobrir eventuais desligamentos da intermitente.

Isto tem um custo elevado para o sistema, que precisa ser corretamente alocado à própria intermitente, sob pena de se dar estímulo econômico para uma expansão artificial das fontes intermitentes, além do ponto de custo/benefício ideal para o sistema como um todo.

Outra alternativa é deixar que cada fonte cubra sua própria intermitência comprando energia no mercado e correndo o risco de variações nos preços.

Não somos contra nenhuma fonte de energia. O que combatemos são os mecanismos atuais do SEB, que resultaram em decisões irracionais, caras, ineficientes, nocivas ao meio ambiente, na transferência de recursos de um agente privado para outro (de forma injusta e contrária aos princípios básicos do Direito) e que levou o SEB à difícil situação que se encontra hoje.

O setor de CGHs e PCHs tem um potencial remanescente total estimado em aproximadamente 32.400MW (quadro abaixo), dos quais 7.300MW aptos a participar de leilões nos próximos 4 anos e mais 8.300MW que poderiam participar do 5º ao 10º ano.

Deste total, aproximadamente 1.000MW poderiam ser contratados este ano, 1.200MW em 2018, 1.500 em 2019, 1.800MW em 2020, e 1.800 em 2021.

Estatísticas PCHs + CGHs no Brasil - Estudadas e Estimadas			
Tipo	Quantidade	Potência (MW)	%
Operação	1.045,00	5.522,48	14,6%
Construção	32,00	378,83	1,0%
Construção não iniciada	165,00	1.659,63	4,4%
DRI	65,00	873,24	2,3%
DRS/PB Aprovado	581,00	6.308,37	16,6%
Em Análise	245,00	2.474,06	6,5%
Eixos Disponíveis	967,00	5.921,58	15,6%
Est. Potencial Remanescente	2.450,00	14.800,00	39,0%
Total	5.550,00	37.938,19	100,0%

Fonte: ANEEL, ABRAPCH e ABRAGEL.

Conclusão:

As CGHs e PCHs apresentam inúmeros benefícios para o SEB e a sociedade brasileira. Enumeramos abaixo os principais:

- 1) são a fonte mais barata de geração de energia elétrica (após as UHEs), mesmo desconsiderando na comparação os subsídios, incentivos, desonerações fiscais, deslocamentos de custos para terceiros, etc.;
- 2) tem a menor "Pegada de Carbono" do setor,
- 3) tem impacto ambiental baixo e quase todo reversível;
- 4) são as únicas obrigadas por lei a realizar enormes investimentos em melhorias ambientais,
- 5) por estarem próximo a carga, não exigem investimentos pesados em transmissão e distribuição;
- 6) tem potencial para reduzir as perdas do Sistema Interligado Nacional em até 9% (18% para 9%);
- 7) contribuem para estabilizar as redes do SIN,
- 8) são 100% nacionais;
- 9) tem DNA de micros, pequenos e médios empreendedores nacionais, setor que responde por 60% a 70% dos empregos do país e que reinveste seus lucros no Brasil;
- 10) geram o maior número de empregos por MW/instalado do SEB (101/MW), empregos estes de melhor qualidade e 100% no Brasil.

Ao contrário das eólicas e solares do Nordeste, que atualmente enfrentam problemas técnicos de escoamento e transporte que não devem se resolver antes de 2.021/23, com investimentos bilionários em reforços de redes, as CGHs e PCHs acima não possuem restrições severas de escoamento, nem demandam investimentos altos em rede.

Apesar de todos os benefícios que apresentam, as CGHs e PCHs foram a fonte menos contratada do setor de 2005 a 2017, com apenas 1,82% do total.

Por todos os fatores acima, o setor reivindica:

1. que parte da contratação térmica do PDE 2026 reverta-se em contratação de energias renováveis, principalmente as PCHs e CGHs, capazes de cumprir as funções das usinas térmicas propostas com a vantagem da sustentabilidade.
2. que o PDE 2026 aumente o volume projetado de contratação de CGHs e PCHs nos próximos 10 anos de 2.338MW médios para pelo menos 6.000MW médios e que esta contratação realmente se realize;
3. que as CGHs e PCHs passem a receber tratamento isonômico com todas as outras fontes renováveis, incluindo, mas não se limitando à:
 - a. acesso aos mesmos subsídios, incentivos e demais medidas de desoneração fiscal;
 - b. mesmas facilidades de conexão;
 - c. mesma alocação de riscos de geração abaixo do projetado/contratado;
 - d. que, ou as exigências ambientais das CGHs e PCHs sejam reduzidas para se igualarem as das outras renováveis, ou que passe a ser exigido das outras renováveis as mesmas obrigações ambientais que se exige das CGHs e PCHs, incluindo, mas não se limitando à: constituição de APPs, mesmos processos de aprovação ambiental, mesmas exigências, mesma rigidez na destinação de seu lixo sólido e líquido, etc.;
4. que os custos de transmissão e distribuição passem a ser cobrados de acordo com sua utilização, de forma que os agentes paguem pelos custos a que deram causa, de forma a não se transferir renda entre agentes privados e dar o correto sinal econômico para que os agentes busquem a solução mais eficiente, ao invés de buscar a brecha na regra que os favoreçam;

O crescimento do setor de CGHs e PCHs vai ao encontro aos interesses do SEB, do consumidor de energia elétrica, do trabalhador brasileiro, da indústria nacional e da sociedade brasileira e precisa ser promovido pelas autoridades.

Paulo Arbex é presidente da Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Central Geradora Hidrelétrica (AbraPCH)

