

CONTRIBUIÇÕES PARA A CONSULTA PÚBLICA MME nº 034/2017**PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – PDE 2026**

A **KOBLITZ ENERGIA LTDA – KOBLITZ** pessoa jurídica de direito privado, na qualidade de empresa atuante no setor de geração de energia elétrica, com 42 anos de experiência em projetos e construção de usinas hidrelétricas, biomassa, gás de alto forno e cogeração com gás natural, vem pela presente apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 034/2017, relativas à proposta do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026 que foi disponibilizado através da Portaria MME nº 259, publicada no Diário Oficial da União de 07 de julho de 2017, com prazo para contribuições até 18 de agosto de 2017.

1. CONCEITUAÇÃO

As diretrizes da Matriz Elétrica Brasileira, deverão ser emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que é presidido pelo ministro do Ministério de Minas e Energia – MME. Este Conselho multidisciplinar representa a sociedade brasileira e formulará políticas orientando o MME e os demais entes do setor energético a seguirem os caminhos escolhidos que algumas vezes poderão até mesmo limitar e/ou proibir uso de uma determinada fonte. São muitas facetas de interesse da sociedade que irão ponderar as decisões, tais como custo da energia, aspectos ambientais, balança comercial, formação de empregos, vocações específicas de um país tropical, podendo dar preferência às fontes de grande vida útil para que, em futuro próximo, não necessitemos investir na expansão do sistema simultaneamente ao refazimento de fontes cuja vida útil se extingue rapidamente, entre outros aspectos.

- De posse da política formulada pelo CNPE, o MME dará início a execução do planejamento, se apoiando na Empresa de Pesquisa Energética – EPE e no não menos importante, Operador Nacional do Sistema – ONS. O MME/EPE assumem a posição de um médico, que ministrará os remédios, e por isso precisa ouvir detalhadamente o paciente que é o ONS, que por operar o Sistema Interligado Nacional – SIN sabe exatamente suas dificuldades operacionais, que a expansão do sistema deve levar em consideração.

O resumo é muito simples, a Matriz Energética Brasileira será definida pelo MME/EPE obedecendo de um lado, as diretrizes do CNPE e do outro lado, ouvindo detalhadamente as necessidades e dificuldades do ONS que opera o SIN.



2. CONSIDERAÇÕES RELEVANTES

- Emissões de gases de efeito estufa

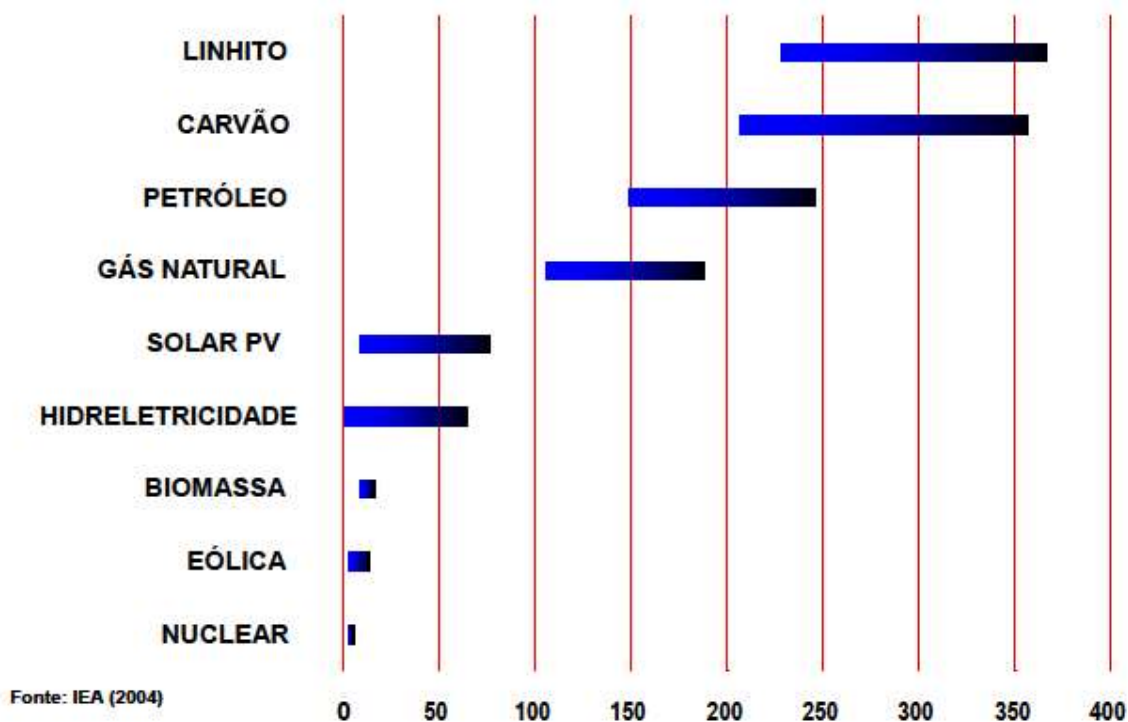
Considerando ser o Brasil um país de grande extensão territorial e tropical, as oportunidades de geração de energia elétrica através de fontes renováveis são enormes. Temos em grandes quantidades as quatro fontes renováveis conhecidas: hidráulica, biomassa, eólica e solar. Por meritocracia a melhor fonte para o Brasil é a hidráulica, segundo lugar a biomassa, terceiro lugar a solar em GD, enquanto que a eólica e a solar em grandes parques, viriam depois, sobretudo pelos problemas que causam ao SIN, notadamente a intermitência. Países desenvolvidos e frios, já aproveitaram todo o seu potencial hidrelétrico e precisam de seis vezes mais tempo para formar uma árvore do que o Brasil, logo a biomassa nunca será seu forte e por isso eles são obrigados a se abraçarem com as fontes eólica e solar, se quiserem ter energia limpa. As fontes fósseis no Brasil deveriam passar a ser exceções à regra.

O consumidor mundial cada vez mais inclui na sua decisão de compra de um produto o aspecto ambiental, ou seja, a pegada de carbono equivalente que aquele produto deixou no nosso planeta terra. Se assim o Brasil proceder, os grandes fabricantes globais terão neste atributo, energia limpa, um elemento positivo para tomada de decisão de instalação de indústrias em nosso território.

O gráfico abaixo elaborado International Energy Agency – IEA e divulgado pelo próprio MME, deveria ser fixado numa parede das salas do MME/EPE nos setores que trabalhem diretamente na elaboração de nossa matriz elétrica.

2

Emissões de gases de efeito estufa (gramas de carbono equivalente/kWh) (*)



* Considerando as emissões em todo o ciclo de vida, desde a fabricação dos equipamentos



- Perdas no SIN

Há muitos anos foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL visando a conservação de energia elétrica no âmbito dos consumidores. Esse programa teve um grande êxito, mas foi auxiliado por duas crises, os racionamentos de energia no Sul e Nordeste do Brasil em 1987, e um outro em todo o território nacional em 2001, fazendo consumidores desesperados trocarem lâmpadas e equipamentos elétricos, para que pudessem reduzir 20% do seu histórico de consumo para atender o racionamento.

Se tivermos sucesso do lado do consumo, não podemos dizer o mesmo do lado da transmissão e distribuição – T&D. Observem no gráfico abaixo da EnerData / MIT, onde o Brasil ocupa a 49ª posição dentre 53 países, no que tange as perdas totais nos sistemas de transmissão e distribuição. O Brasil está com 15,1% de perdas totais, sendo 10,5% de perdas técnicas e 4,6% de perdas não técnicas, dados da ANEEL.

Enquanto a nossa perda técnica na T&D é de 10,5% da energia gerada, a média mundial é de 8% nas perdas totais, e nas perdas técnicas, para efeito de comparação, no máximo seriam 6,5%, ou seja, perdemos **60% a mais, 4 pontos percentuais a mais que a média mundial**. Países grandes como o Brasil, tipo os Estados Unidos e China têm respectivamente 7% e 7,5% de perdas totais, e seguramente estão abaixo de 6% nas perdas técnicas.

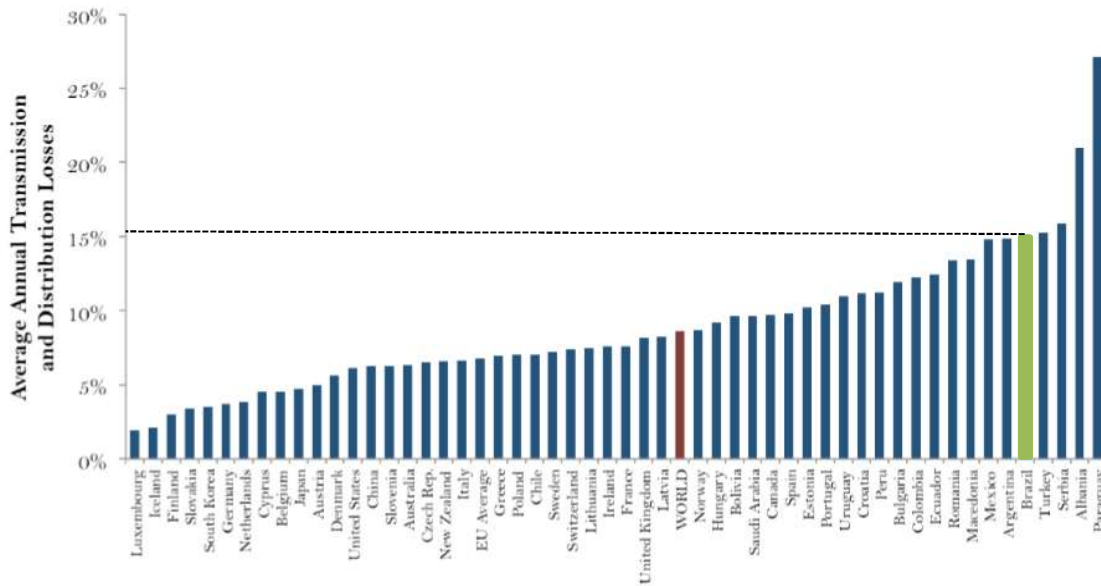
Se trabalharmos para o atingimento da média mundial de perda técnica de 6,5%, teremos um potencial de 4% de energia que hoje é gerada e desperdiçada sob forma do calor no sistema.

No Brasil hoje, o consumo é em média de 64.300MW médios, 4% seriam 2.570MW médios, ou 6.120MW instalados, que custariam cerca de R\$ 37 bilhões, além de não ser necessário se gastar R\$ 1,3 bilhão por ano de O&M. O resgate desse excesso de perdas, deve nortear a decisão de se colocar mais Geração Distribuída.

Por se tratar de média, a nova geração precisa ser mais radicalmente distribuída, ou seja, propiciando perdas técnicas menores que 6,5 %, para que gradativamente possamos fazer o abatimento dos atuais 10,5% até pelo menos 6,5%, expandindo o sistema e recuperando os custos acima mencionados, transformando essas perdas em expansão.



Figure 8.2: Average Annual 2014 Transmission and Distribution Losses in Select Countries



Source: EnerData (2015)

- A falsa ideia de que as hidrelétricas precisam muito de fontes complementares

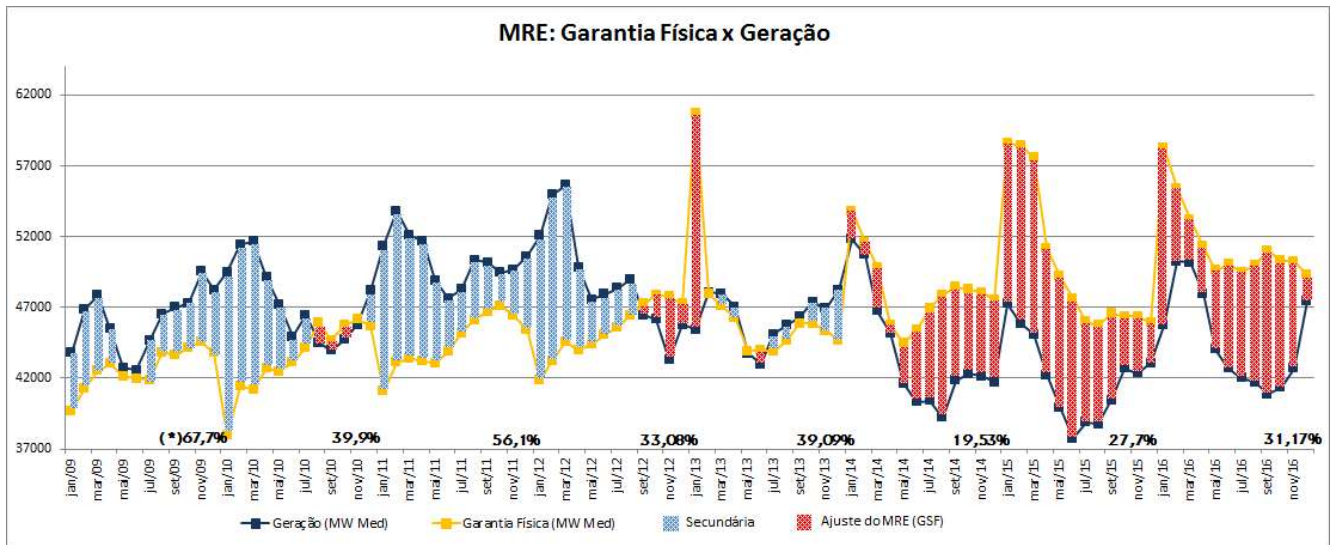
A dificuldade hídrica que estamos enfrentando há cerca de seis anos no Brasil, passou a falsa impressão de que o nosso glorioso sistema hídrico estaria necessitando de fontes complementares para que pudesse auxiliar os reservatórios que guardam excedentes de água do período úmido para ser usado no período seco.

Aparentemente ficou tudo muito claro, os reservatórios foram deplecionados a níveis baixíssimos, ficando impossibilitados de produzir a sua Garantia Física contratada, fazendo o Brasil conhecer o Generator Scaletion Factor – GSF (déficit de energia), oposto ao que sempre ocorreu, a energia secundária (superávit de energia).

Analisando o gráfico abaixo entre janeiro/2009 e dezembro/2016, podemos observar a evolução das curvas Garantia Física em amarelo e energia efetivamente fornecida em azul escuro. Entre janeiro/2009 e meados de 2012, o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE forneceu muito mais energia (energia secundária) do que a sua garantia física, que no gráfico está representado pela área azul claro. No mesmo gráfico podemos observar que o nível destes reservatórios demonstravam que não havia espaço para o fornecimento desta energia secundária. Essa falta de coerência com a realidade se explica tão somente porque o planejamento da Matriz Elétrica Brasileira, em anos anteriores a 2012, indicou nos diversos PDEs e executou a compra de fontes de elevado Custo Variável Unitário – CVU para serem complementares e não emergenciais. Os reservatórios foram deplecionados indevidamente porque não se teve a coragem de despachar essas fontes compradas equivocadamente, pois os seus altos custos seriam automaticamente repassados para os consumidores. Preferiu-se na época, acreditar que não se avizinhava um período seco que é normal na climatologia. A partir de meados de julho de 2012, quando os reservatórios foram esgotados, não para atender as necessidades do MRE de cumprir o seu contrato, mas as necessidades político-financeiras de não se despachar fonte cara com ciclo diesel, finalmente essas fontes caras foram despachadas para não apagar o Brasil, mas gerando um grande prejuízo. A situação do MRE se inverteu, deixando de cumprir o seu contrato e ao invés de vender a energia secundária, passou a ter que comprar o seu déficit, GSF (área em vermelho). Ao detectar a falta de água, o valor



do Mercado Spot (Preço da Liquidação das Diferenças – PLD) foi para seu valor teto. A partir desse momento, os participantes do MRE foram obrigados a pagar o déficit (GSF) por um preço elevado do PLD.



Não faltou água! Faltou geração economicamente viável.

O balanço energético do MRE de Jan/2009 a Dez/2016 é negativo em apenas 9.408.994 MWh, ou seja, nesse período o MRE entregou 99,71% do seu contrato. Considerando que se vendeu barato a energia secundária e se comprou caro a energia faltante (GSF), o preço resultante pago pelos 0,29% da energia não gerada foi de R\$ 52,3 bilhões, ou ainda R\$ 5.609,12/MWh, enquanto que a média da tarifa vendida é de R\$ 145,00/MWh.

Na verdade, nem esse pequeno déficit de 0,29% teria havido, se os reservatórios tivessem sido utilizados corretamente, pois as usinas com reservatório de início de cascata não teriam sido deplecionadas tão rapidamente perdendo queda prematuramente e como tal gerando menos.

Além do mais, as Garantias Físicas de algumas usinas estão superestimadas, e o processo de reavaliação para redução das mesmas, que já se iniciou, sendo que a primeira revisão para as UHEs levou a uma redução de cerca de 1.500MW médios. Essas revisões vão continuar e o potencial de redução ainda é grande, fortalecendo o MRE.

O planejamento da Matriz Elétrica Brasileira não precisa contratar mais fontes flexíveis, que ficam mais caras que se compradas em base, quer seja a gás natural ou floresta energética, visando complementar o sistema hídrico brasileiro responsável por 75% do consumo, pois o mesmo se auto complementa com os reservatórios existentes. Desde que esses reservatórios não sejam usados para correção de equívocos e/ou omissões no planejamento da Matriz. A Média de Longo Termo – MLT, repõem 30% dos reservatórios até o final do período úmido. Por esse motivo, a operação tem que ter dois objetivos, iniciar o período seco em maio com 90% do reservatório e terminar o período seco em novembro com 60% do reservatório. Se vier um período seco prolongado, o sistema estará preparado para suportar alguns anos. Adicionalmente precisamos incluir rapidamente na Matriz um grande potencial de reservatório virtual para o futuro próximo, que virá da contratação dos 3/4 que faltam do potencial existente nas usinas de açúcar e etanol, conforme melhor explicado abaixo.

3. SUGESTÃO DE MATRIZ

Baseado no que dissemos nos tópicos **CONCEITUAÇÃO** e **CONSIDERAÇÕES RELEVANTES** acima, entendemos que precisamos fazer foco em energia de fonte renovável e distribuída.

- Fonte hidráulica

Essa será ainda a principal fonte para expansão do Sistema Elétrico Brasileiro por muitos anos. Temos que esquecer por hora, os potenciais existentes no bioma amazônico, que além de aumentar as nossas perdas, pois os consumidores não estão por lá, teremos muita dificuldade no licenciamento ambiental. Nas regiões Sudeste, Sul, Centro-Oeste e Nordeste, mesmo sem considerar a parte do Mato Grosso e Maranhão que estão no bioma amazônico, ainda temos cerca de 50.000 MW de potencial, sendo que somente as PCHs e UHEs até 50MW correspondem a 18.000MW. Estas últimas estão sempre próximas aos consumidores e como tal, além de renováveis, são distribuídas.



- Biomassa resultante de um processo industrial

O principal potencial desse tipo de biomassa é o bagaço de cana proveniente do processo de açúcar e etanol, e as pontas e palhas quando da colheita dessa cana recolhidas no campo. O Brasil conta hoje com 700 milhões de toneladas de cana por ano e como tal tem o potencial de geração de energia elétrica de 12.000MW médios. Considerando que 3.000MW médios já estão a serviço do SIN, se contratarmos os 9.000MW médios restantes vamos obter uma energia geograficamente distribuída, além de aumentarmos virtualmente a capacidade dos nossos reservatórios em 37% adicionando 108.000 MW médios/mês, graças a sazonalidade desta fonte, que opera somente no período seco brasileiro quando estamos deplecionando os nossos reservatórios.

- Biomassa de florestas energéticas

O Brasil necessita fazer valer a sua condição de país do trópico e aproveitar a fantástica capacidade de fotossíntese que tem. É claro que não vamos poder copiar esta estratégia dos países mais desenvolvidos que estão, quase que na sua totalidade, situados em regiões de clima temperado.

As florestas energéticas têm no Brasil um crescimento notável, se abatendo as árvores entre cinco e seis anos. Além do mais, esses projetos podem ser de 10MW até 150MW com média de 50MW, sendo que o planejamento pode determinar a sua localização, ou seja, em regiões que haja carência de energia. É uma fonte segura, não intermitente, que pode funcionar durante 8.200h/ano a plena carga. Constituído-se, portanto, numa grande ferramenta para diminuição das perdas no SIN.

Para que possamos ter a dimensão desta fonte, apenas como exemplo, se toda energia hoje do Brasil fosse substituída por florestas energéticas, ocuparíamos apenas 2,2% do território nacional. A nossa sugestão seria se implantar ao longo de 20 anos 20.000MW médios, 26.000 MW instalados, plantando ao todo 6 milhões de hectares, apenas 0,7% do território nacional. Lembramos que atualmente 8% é ocupado com agricultura e 19% com pecuária. Seriam em média implantados 1.000MW médios por ano ou 1.300MW instalados.

Atualmente o Brasil possui 10 milhões de hectares de florestas plantadas, sendo que 2 milhões estão sendo subutilizados.

- Gás natural

Existe atualmente três tipos de origem para o gás natural. O produzido no Brasil, o importado por gasoduto e um terceiro tipo importado liquefeito por processo criogênico. O terceiro tipo deveria ser evitado, pois é comprado numa fórmula paramétrica influenciada por uma cesta de moeda e por um índice de procura e oferta praticado no porto da Louisiana de Henry Hub. A energia no Brasil, com exceção de Itaipu que é em dólar, é reajustada em IPCA e os contratos mais antigos em IGPM. É claro que passaremos a assumir um risco por 25 anos de duas variáveis não controladas por nós. Lembro que sobretudo o índice de Henry Hub é de alto risco, pois se de um lado a Ásia (Japão, Coreia do Sul, Indonésia e China) necessita fortemente atender suas promessas na COP 21 reduzindo o consumo de carvão, o canal do Panamá há menos de um ano atrás foi reinaugurado sendo que hoje os navios que podem passar por lá transportando GNL são 10 vezes maiores que os que passavam há um ano atrás. A Ásia irá sugar nos próximos anos o gás do golfo do México, fazendo esse índice disparar.



O segundo tipo tem contrato em dólar e é basicamente importado da vizinha Bolívia. No nosso entender, o contrato deveria ser no máximo mantido e se possível barateado.

Devemos nos concentrar, sobretudo no gás nacional, com preços em Reais, além é claro, de ser nosso. Considerando o aspecto ambiental e de perdas elétricas, devemos direcionar esse gás para cogeração industrial e comercial, e com isso termos dois ganhos: o ambiental, pois a eficiência energética da cogeração é superior a de um grande ciclo combinado, diminuindo as emissões, além de ser geração distribuída, pois ela acontece no local do consumo.

Após o levantamento minucioso do nosso potencial de cogeração, aí sim, deve-se destinar o restante do nosso gás natural para geração de energia através de ciclo combinado. Esse combustível fóssil apesar de sujar a matriz, deve ser admitido somente por ser de produção nacional. Construir ciclos combinados para trabalhar com GNL, importando o gás e máquinas, sujando a matriz e não sendo distribuído, não faz sentido, pois a geração com florestas energéticas é totalmente feita no Brasil, é limpa, distribuída e mais barata que a geração a GNL.

- Eólica

As eólicas atualmente estão sendo subsidiadas pelos consumidores e por outros agentes que mitigam a sua intermitência sem pagar por isso. Como os parques são de grandes potências e estão junto de outros, formando grandes blocos, não se trata de geração distribuída, não contribuindo para a diminuição das nossas perdas no SIN e seguramente ajudando a aumentá-las. Abaixo estamos descrevendo como na prática ocorrem esses custos:

- ✓ Muitos equipamentos importados, afetando balança comercial e empregos;
- ✓ Fonte complementar que precisa ser complementada devido à intermitência;
- ✓ Não se deve terceirizar a solução com outras fontes, há custos envolvidos;
- ✓ Parte do problema é resolvido com reserva girante de UHE, porém:
- ✓ Turbina hidráulica em carga parcial gasta mais água;
- ✓ A perda de água diminui geração e faturamento da UHE;
- ✓ Além de diminuir o GSF do MRE;
- ✓ Exposição residual do MRE pela diferença de PLD entre sub mercados, para atender intermitência;
- ✓ Ambientalmente e financeiramente, parte da energia da eólica deveria ser creditada à UHE.
- ✓ A segunda parte do problema é resolvida com usina a diesel /GN, porém:
 - Diesel/GN é a opção mais cara para o consumidor;
 - Ao complementar com diesel /GN, a geração eólica já não é tão limpa;
 - Rampas de partida diárias depreciam o motor e aumentam o consumo de diesel/GN.
- ✓ A melhor solução para a intermitência são as baterias, porém:
 - É necessário cerca de 25% da potência do parque em baterias;
 - Aumentam o custo real da energia gerada perdendo competitividade;
- ✓ Outros problemas da fonte eólica:
 - Baixo GD² - dificulta regulação da frequência;
 - Baixa corrente de curto circuito – dificulta seletividade das proteções;
 - Injeção de harmônicas – necessidade de instalação de filtros.

O problema é relevante: atualmente, há 11,1 GW instalados e 6,8 GW sendo instalados.

Faremos mais leilões de compra sem resolver os problemas existentes, mantendo esses subsídios às eólicas que estão sendo repassados aos consumidores e a outros agentes, sem incorporar as soluções necessárias nos novos certames?

- Solar

A Solar GD (Geração Distribuída) deve ser difundida e ampliada pois ajuda na redução das perdas do SIN por estar no local do consumo. Já os Parques Solares de grande porte, irão gerar problemas semelhantes aos da eólica, apesar de ter uma intermitência um pouco mais amigável. Abaixo estamos descrevendo como na prática irão ocorrer esses custos se continuarmos instalando os grandes parques sem baterias:

- ✓ Muitos equipamentos importados, afetando balança comercial e empregos;
- ✓ Fonte complementar que precisa ser complementada devido à intermitência;
- ✓ Não se deve terceirizar a solução com outras fontes, há custos envolvidos;
- ✓ Parte do problema é resolvido com reserva girante de UHE, porém:
 - Turbina hidráulica em carga parcial gasta mais água;
 - A perda de água diminui geração e faturamento da UHE;
 - Além de diminuir o GSF do MRE;
 - Exposição residual do MRE pela diferença de PLD entre sub mercados, para atender intermitência.
 - Ambientalmente e financeiramente, parte da energia solar deveria ser creditada à UHE.
- ✓ A segunda parte do problema é resolvida com usina a diesel /GN, porém:
 - Diesel/GN é a opção mais cara para o consumidor;
 - Ao complementar com diesel /GN, a geração solar já não é tão limpa;
 - Rampas de partida diárias depreciam o motor e aumentam o consumo de diesel/GN.
- ✓ A melhor solução para a intermitência são as baterias, porém:
 - É necessário cerca de 50% da potência do parque em baterias;
 - Aumentam o custo real da energia gerada perdendo competitividade;
- ✓ Outros problemas da fonte solar:
 - $GD^2 = 0$ – dificulta regulação da frequência;
 - Baixa corrente de curto circuito – dificulta seletividade das proteções;
 - Injeção de harmônicas – necessidade de instalação de filtros.
- ✓ Todo leilão de parque solar deverá ser associado a cerca de 50% da potência instalada em baterias;

O custo da implantação aumenta com as baterias, porém, não tanto, pois inversores, subestação e linhas de transmissão serão de menor potência;

Graças às baterias, o parque solar poderá posicionar toda sua energia nos horários de carga média e pesada, valorizando, então, a energia gerada. Não gerar na carga leve é um benefício ao SIN.

- Nossa Proposta

Levando em consideração o acima exposto, sugerimos as seguintes modificações na tabela 14 (Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para Expansão de Referência) conforme a seguir:

FONTE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RENOVÁVEIS	125.445	134.711	143.886	148.212	150.548	153.093	156.806	160.896	165.633	170.173	174.802
HIDRO (b)	89.698	94.846	99.846	102.008	102.008	102.008	102.150	102.268	102.501	102.937	103.466
IMPORTAÇÃO (c)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
OUTRAS RENOVÁVEIS	28.747	32.865	37.040	39.204	41.540	44.085	47.656	51.628	56.132	60.236	64.336
PCH	5.820	6.052	6.270	6.393	6.658	6.658	6.958	7.558	8.258	8.558	8.858
EÓLICA	10.025	12.843	15.598	16.645	17.645	18.568	20.372	22.176	23.980	25.784	27.584
BIOMASSA (d)	12.881	13.010	13.182	13.506	13.577	14.199	14.666	15.234	16.234	17.234	18.234
SOLAR	21	960	1.990	2.660	3.660	4.660	5.660	6.660	7.660	8.660	9.660
NÃO RENOVÁVEIS	22.947	23.538	23.566	23.906	25.427	25.427	25.427	26.734	25.750	24.852	26.634
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL (h)	12.532	13.123	13.151	13.151	14.672	14.672	14.672	16.172	16.172	16.756	17.339
CARVÃO	3.174	3.174	3.174	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514	3.514
ÓLEO COMBUSTÍVEL (f)	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.721	3.287	1.805	1.774
ÓLEO DIESEL (f)	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.337	787	787	612
ALTERNATIVA INICIADA DE PONTA (g)						994	2.532	4.334	8.002	12.198	12.198
TOTAL	148.392	158.249	167.452	172.118	175.975	179.514	184.765	191.964	199.385	207.223	213.634

Notas:

- (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
- (b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHEs.
- (c) Montante de capacidade instalada da UHE Itaipu (50%) que não é destinada ao sistema elétrico paraguaio.
- (d) Inclui a capacidade instalada em Biomassa Florestal.
- (e) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
- (f) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
- (g) A Alternativa Indicativa de Ponta pode contemplar termelétricas ciclo aberto, Usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento de demanda.
- (h) Considerando que não temos o detalhamento, nem da procedência do GN e nem da sua utilização na geração ou cogeração, deixamos duas sugestões: 1) Não usar em geração GNL importado, a menos que seja uma ponte para substituição pelo gás nacional. 2) Priorizar a utilização desse gás em cogeração antes de destiná-lo para geração.

10

Finalmente gostaríamos de registrar o nosso entendimento de que a Matriz Elétrica Brasileira precisa ser determinada pelo Poder Concedente, sintonizada de um lado com as diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, respeitando as suas orientações e limitações, e do outro lado afinando as escolhas de fontes, regionalizações e outros detalhamentos, ouvindo o Operador Nacional do Sistema – ONS que é quem realmente tem o conhecimento das dificuldades de operação no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Somente depois de **determinada** pelo MME/EPE e traduzida no PDE a cada ano, a Matriz Elétrica Brasileira deve ser entregue às forças do mercado para sua implementação, quer seja através de leilões de energia nova para o ACR, quer seja para o mercado livre no ACL.

Recife, 18 de agosto de 2017.



Luiz Otávio Gomes Koblitz

