SENADO FEDERAL

PARECER (SF) Nº 8, DE 2017

Da COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA, sobre o processo Requerimento da Comissão de Serviços de Infraestrutura n°16, de 2016, que Nos termos do artigo 96-B do Regimento Interno do Senado Federal, encaminho sugestão para que esta Comissão de Serviços de Infraestrutura promova a avaliação das políticas públicas de implantação de energias alternativas e renováveis no Brasil e suas interdependências com as energias tradicionais na composição da matriz elétrica brasileira.

PRESIDENTE: Senador Eduardo Braga
RELATOR: Senador Hélio José

25 de Abril de 2017

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

RELATÓRIO Nº - CI, DE 2017

AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS: COMISSÃO DE SERVIÇOS DE INFRAESTRUTURA – CI

RELATOR: SENADOR HÉLIO JOSÉ

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

Avaliação de Políticas Públicas:

Implantação de energias alternativas e renováveis no Brasil e suas interdependências com as energias tradicionais na composição da matriz elétrica brasileira

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

1. DEFINIÇÃO E PLANO DE TRABALHO

1.1. Definição

O art. 96-B do Regimento Interno do Senado Federal, introduzido pela Resolução nº 44, de 2013, estabelece que as comissões permanentes selecionem, na área de sua competência, políticas públicas desenvolvidas no âmbito do Poder Executivo para serem avaliadas. O relatório contendo as conclusões alcançadas deverá ser apresentado à comissão pertinente até o final da sessão legislativa.

Avaliar uma política pública consiste em investigar seus efeitos, ou seja, compreender se ela de fato atinge os objetivos para os quais foi desenhada, bem como se os recursos disponíveis para sua realização foram eficientemente utilizados. Dessa avaliação extraem-se diagnósticos sobre a política, que podem resultar em propostas pela sua ampliação, aprimoramento ou pelo seu encerramento, com vistas à adoção de soluções alternativas.

Essa avaliação configura a etapa final do ciclo de política pública, que passa pela formação da agenda, tomada de decisão, formulação da política e se concretiza com a execução. A avaliação é etapa essencial deste ciclo e que, após todo o processo realizado, tem por objetivo a prestação de contas à sociedade.

É natural que a avaliação das políticas públicas se desenvolva no Congresso Nacional, em razão da competência que lhe foi conferida, constitucionalmente, para o exercício do controle externo dos demais Poderes, com auxílio do Tribunal de Contas da União (art. 70 da Constituição Federal). No Senado Federal, especificamente, o Regimento Interno atribuiu às comissões da Casa competência para acompanhar, fiscalizar e controlar as políticas governamentais pertinentes às áreas de sua competência (art. 90, inciso IX).

Em obediência a esse mandamento regimental, a Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) aprovou, em 6 de abril de 2016, o Requerimento nº–16, de 2016 – CI, do Senador Hélio José, para que a Comissão avalie ***políticas públicas para a implantação de energias alternativas e renováveis no Brasil e suas interdependências com as energias tradicionais na composição da matriz elétrica brasileira*.**

O objetivo deste trabalho é o de reforçar a função institucional do Congresso Nacional, agindo de forma proativa, solicitando informações ao Poder Executivo, promovendo a oitiva de especialistas em

SF/17958.78212-03

audiências públicas e, por fim, analisando e avaliando os dados obtidos.

No processo de avaliação das diversas políticas destinadas a implantar as energias alternativas e renováveis, esta Comissão irá, inicialmente, identificar as diretrizes que norteiam a política para o setor. O setor energético é caracterizado por uma estrutura complexa e é regulamentado por diversos instrumentos legais, que devem ser interpretados em harmonia para atingir os fins buscados pela sociedade.

Em seguida, serão analisados os investimentos feitos nesta área, destacando os avanços e de- safios a serem enfrentados, com o objetivo de apresentar sugestões de aprimoramento da legislação específica. O que se deseja, em última análise, é obter informações dos setores envolvidos a fim de adequar nossa matriz de energia elétrica às necessidades de um país em rápida transformação. Precisamos passar de um parque predominantemente hidrotérmico para uma matriz energética mais diversificada, com a expansão das fontes renováveis.

Embora estejamos em um momento de recessão econômica e com uma demanda reprimida, a tendência no longo prazo será de retomada do crescimento, o que será acompanhado pelo aumento da demanda. A fim de que o país esteja preparado para tal cenário e não tenha que lançar mão de opções energéticas caras e poluentes, é importante, desde já, promover a pesquisa e estimular investimentos bem direcionados em fontes alternativas e renováveis.

Em sucinta reflexão, a avaliação a ser empreendida nesta Comissão tem por objetivo investigar o impacto das políticas públicas destinadas a inserir as fontes energéticas renováveis na matriz elétrica brasileira e averiguar em que medida elas atendem aos objetivos para as quais foram instituídas. Devido à amplitude do tema, foram realizadas cinco audiências públicas, dedicadas aos seguintes subtemas:

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
- Inserção da geração distribuída no Brasil: situação atual e perspectivas futuras;
- Avanços e desafios do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) e do Programa Luz para Todos;
- Leilões de energia de reserva: metodologia aplicada e perspectivas de longo prazo;
- Discutir a necessidade de alterações no modelo de geração de energia elétrica.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

1.2. Plano de Trabalho

O Plano de Trabalho da avaliação foi submetido à apreciação e deliberação na CI, sendo aprovado em 8 de junho de 2016, com a previsão de audiências públicas e da coleta de informações nos agentes do setor elétrico, fossem públicos ou privados.

A primeira audiência pública objetivou debater os desafios do Proinfa e sua importância, sobretudo para a exploração de energia eólica. A reunião, realizada em 22 de agosto de 2016, contou com a participação dos seguintes convidados: Eduardo Azevedo, Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME); Christiano Vieira da Silva, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Elbia Gannoum, Presidente Executiva da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica); Zilmar de Souza, Gerente de Bioeletricidade da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA); e Roberto Barbieri, Assessor da Área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE).

A segunda audiência pública teve como foco a inserção da geração distribuída na matriz energética, a situação atual e as perspectivas futuras. Para debater o tema, em 15 de setembro de 2016, foram convidados os seguintes especialistas: Gilberto Hollauer, Diretor de Programas da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME; Daniel Mendonça, Diretor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE); Paulo Arbex, Presidente da Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas (ABRAPCH); e Hugo Lamin, Assessor da Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição da Aneel.

A terceira audiência pública analisou os avanços e desafios do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) e do Programa Luz para Todos. Para debater o tema, em 27 de outubro de 2016, foram convidados os seguintes especialistas: Aurélio Pavão de Farias, Diretor de Políticas Sociais e Acesso à Energia da Secretaria de Energia Elétrica do MME; e Hugo Lamin, Assessor da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da Aneel.

A quarta audiência pública, realizada em 24 de novembro de 2016, analisou, em especial, a metodologia aplicada e as perspectivas de longo prazo dos Leilões de Energia de Reserva. Participaram da audiência os seguintes especialistas: Moacir Carlos Bertol, Secretário-Adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia (MME); Amilcar Guerreiro, Diretor de Estudos de Energia Elétrica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Rodrigo Lopes Sauaia, Presidente-Executivo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR); e Roberto Barbieri, Assessor da Área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica Abinee.

A quinta e última audiência pública, realizada em 13 de dezembro de 2016, voltou-se para a

SF/17958.78212-03

discussão da necessidade de alterações no modelo de geração de energia elétrica, tendo em vista as políticas públicas de implantação de energias alternativas e renováveis no Brasil e suas interdependências com as energias tradicionais na composição da matriz elétrica brasileira. Foram convidados para o debate os seguintes especialistas: Cássio Giuliani Carvalho, Assessor da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME; Christiano Vieira da Silva, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL; Reginaldo Medeiros, Presidente-Executivo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL); Sandro Yamamoto, Diretor Técnico da ABEEólica; e Zilmar José de Souza, Gerente de Bioeletricidade da ÚNICA.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

2. A IMPORTÂNCIA DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA A IMPLANTAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

2.1. Princípios da Política Energética

Os grandes princípios que regem a política energética nacional estão enumerados na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, cujo art. 1º inclui, dentre os objetivos das políticas nacionais para o aproveita- mento racional das fontes de energia:

- *promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;*
- *proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;*
- *proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;*
- *identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;*
- *utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;*
- *promover a livre concorrência;*
- *atrair investimentos na produção de energia;*
- *ampliar a competitividade do País no mercado internacional;*
- *incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica;*
- *fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável;*

SF/17958.78212-03

- *mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis.*

O art. 2º da mesma lei cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia[1], com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais no setor de energia.

Esses princípios contidos na Lei nº 9.478, de 1997, estão, naturalmente, contidos no relatório de gestão do Ministério de Minas e Energia, publicado em 2015, que afirma que as políticas públicas a cargo daquele ministério seguem as seguintes diretrizes: *a)* promover a inclusão social, o crescimento com sustentabilidade, geração de empregos e distribuição de renda; *b)* implantar uma infraestrutura eficiente e integradora do território brasileiro; *c)* reduzir as desigualdades regionais a partir das potencialidades locais do território nacional; e *d)* fortalecer a soberania do País no espaço internacional e a integração sul-americana.

No que tange à inclusão social, é preciso avaliar se as políticas foram capazes de diminuir a par- cela da população excluída dos benefícios da energia elétrica. Esse é um critério fundamental, visto que o acesso ao serviço público de energia elétrica é condição indispensável para a promoção do bem-estar social da população e deve ser assegurado a todos os cidadãos. Por essa razão, foi realizada uma audiência pública inteiramente dedicada ao programa Luz para Todos e ao Prodeem.

Para implantar uma infraestrutura elétrica eficiente e integradora do território brasileiro, é consenso que é preciso conjugar três fatores: competitividade (modicidade tarifaria), segurança no abastecimento e sustentabilidade econômica e ambiental. As audiências realizadas procuraram identificar em que medida as novas fontes se tornaram viáveis e sustentáveis, e contribuíram para o aumento e a segurança da geração, sem onerar excessivamente o consumidor ou o contribuinte.

Para avaliar se houve redução das desigualdades regionais a partir das potencialidades locais do território nacional, procurou-se verificar até que ponto as fontes alternativas contribuíram para aumentar a disponibilidade de energia elétrica nas regiões economicamente mais desfavorecidas e gerar maior atividade econômica e mais empregos.

Por fim, um elemento importante da avaliação consiste em determinar se a diversificação das fontes de energia contribuiu para o fortalecimento da soberania do País no espaço internacional. Em relação a cada uma das fontes, procurou-se assinalar o grau de nacionalização da produção de componentes e equipamentos e, portanto, a não dependência em relação a importações.

[1]<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1290774/Relat%C3%B3rio+de+Gest%C3%A3o+do+MME+-+Exerc%-C3%ADcio+2014+(Consolidado+-+Vers%C3%A3o+FINAL).pdf/330e188a-badd-43d9-9759-708d10fe83ca>

SF/17958.78212-03

O planejamento energético, desenvolvido a partir da definição de políticas e diretrizes pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e refletidas no Plano Plurianual (PPA), tem, portanto, a meta de garantir o abastecimento de forma sustentável e a custos razoáveis para toda a população. Os planos de médio e longo prazo do Governo Federal, tais como o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE) 2024 e o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), que buscam traçar orientações sobre decisões estruturais, são de fundamental importância para nortear os investimentos do mercado.

Esse planejamento está fundamentado em estudos e pesquisas sobre cenários macroeconômicos, projeções de mercado e de custos, condicionantes socioambientais e tecnológicas, e alternativas para expansão de oferta, de modo integrado com os demais recursos energéticos. O que se almeja é a segurança energética e o desenvolvimento econômico sustentável.

É nesse contexto que se inserem as políticas públicas voltadas para a diversificação da matriz elétrica e inserção das fontes renováveis. O objetivo, a médio e longo prazo, é transformar a matriz elétrica brasileira. Deseja-se passar de uma matriz de natureza preponderantemente hidrotérmica para uma que seja mais diversificada, mais descentralizada, mais inclusiva. No intuito de conhecer melhor a evolução dessas fontes na matriz brasileira, foram realizadas audiências públicas voltadas especificamente para o Proinfa, para a Geração Distribuída e para um debate sobre a eficácia dos diversos incentivos a essas novas fontes.

Para avaliar se as políticas adotadas até agora têm surtido o resultado esperado, é preciso analisar se elas conseguiram promover o aumento da participação das fontes alternativas, sem compro- meter a segurança de abastecimento e a modicidade tarifária. Portanto, não basta identificar se houve de fato aumento da participação dessas fontes alternativas. É preciso, em primeiro lugar, considerar fatores relacionados à segurança energética.

Há que se investigar a confiabilidade do suprimento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), analisando-se: *a)* política estratégica de expansão; *b)* adequação da capacidade instalada para o atendimento da demanda prevista; *c)* disponibilidade de energia firme; e *d)* segurança operativa.

Por fim, há que se analisar a modicidade tarifária. Há diferentes maneiras de estimular essas fontes, mas todas implicam em algum tipo de subsídio. Sendo assim, é importante identificar o custo dos subsídios, se eles são eficientes e transparentes, é até quando devem ser mantidos.

Para avaliar os aspectos da segurança elétrica e da modicidade tarifária, realizou-se uma audiência pública dedicada aos leilões de energia de reserva.

SF/17958.78212-03

2.2. Matriz Elétrica Nacional

Conforme dispõe o 'Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016[2], a matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, contando com aproximadamente 74% da sua geração em 2015 associada a fontes renováveis, sejam elas hídricas ou não hídricas, como eólica, solar e biomassa. Veja-se a seguir:

Tabela 1: Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	Δ% (2015/2014)	Part. % (2015)
Total	**531.758**	**552.498**	**570.835**	**590.542**	**581.486**	**-1,5**	**100**
Gás Natural	25.095	46.760	69.003	81.073	79.490	-2,0	13,7
Hidráulica (i)	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	-3,7	61,9
Derivados de Petróleo (ii)	12.239	16.214	22.090	31.529	25.662	-18,6	4,4
Carvão	6.485	8.422	14.801	18.385	19.096	3,9	3,3
Nuclear	15.659	16.038	15.450	15.378	14.734	-4,2	2,5
Biomassa (iii)	31.633	34.662	39.679	44.987	47.394	5,4	8,2
Eólica	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	77,1	3,7
Outras (iv)	9.609	10.010	12.241	13.590	13.741	1,1	2,4

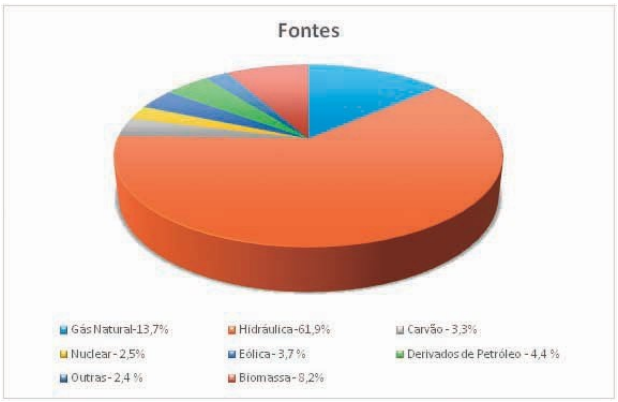
Fonte: EPE – Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)

A matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente de fonte hidráulica, conforme se depreende dos dados apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE):

[2]<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>

SF/17958.78212-03

Gráfico 1 – Matriz de Energia Elétrica 2015



Fonte: EPE – Matriz de Energia Elétrica 2015

Não obstante a predominância das fontes alternativas, é importante continuar fomentando a diversificação da matriz elétrica, tendo em vista que as fontes renováveis asseguram a sustentabilidade ambiental, reforçam a segurança no abastecimento do país, e, portanto, estão alinhadas com as diretrizes da política energética nacional.

Sob o aspecto ambiental, contribuem decisivamente para que o Brasil cumpra as metas acordadas no âmbito do acordo do clima. No Acordo de Paris, assinado em final de 2015, o Brasil se comprometeu a alcançar, em 2030, a meta de 33% de participação das energias renováveis (exclusive hidráulica) na matriz elétrica.

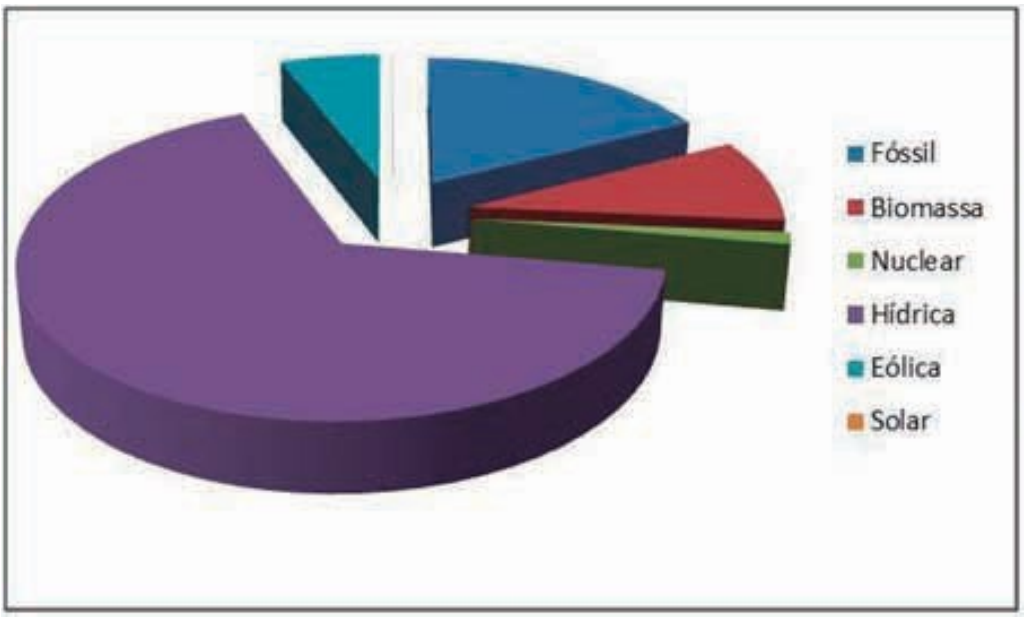
Em 2015, esse percentual foi de 27,9% e o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), prevê um percentual de 31,9%. Alcançar 33% em 2030 é uma meta factível, mas exigirá empenho. Hoje, as fontes renováveis correspondem a cerca de 15 a 16GW, mas, no PDE 2024, estão previstos algo em torno de 45GW em 2024.

Especificamente em relação à matriz elétrica de geração, o Ministério de Minas e Energia divulga os seguintes dados: em 2015, as fontes renováveis (exclusive hidráulica) tinham as seguintes participações na matriz de geração: bagaço, 5,6%; eólica, 3,5%; solar, 0,06%; outras renováveis, 2,4%,

SF/17958.78212-03

totalizando 11,5%. Em 2024, espera-se que as participações sejam de biomassa, 11,8%; eólica, 8,0%; e solar, 0,6%, totalizando 20,4% da geração elétrica.

Gráfico 2 – Fontes de Energia Exploradas



Fonte: Apresentação da Aneel em audiência pública no dia 22 de agosto de 2016.

Além de suas vantagens como fontes limpas e sustentáveis, elas têm o potencial de impulsionar a indústria nacional, estimular o desenvolvimento tecnológico e gerar empregos, muitas das vezes em regiões mais carentes de oportunidades.

Então, vê-se a necessidade do estímulo contínuo às fontes renováveis, mas sempre tendo em mente os outros pilares da política energética, a saber, segurança no abastecimento, sustentabilidade econômica e modicidade tarifária.

SF/17958.78212-03

2.3. Políticas Públicas e Estímulos

A política pública para as fontes renováveis vem evoluindo ao longo do tempo. Inicialmente, a Lei nº 9.427, de 1996[3], concedeu descontos de no mínimo 50% das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para as PCHs, abrangendo usinas entre 1MW e 30MW. Isso permitiu redução do custo de acesso à rede e, portanto, do custo dessa energia.

Em 1997, a Lei nº 9.478 incluiu a utilização de fontes alternativas de energia dentre os objetivos da política energética nacional. Desde então, o desconto na TUSD e na TUST foi sendo progressivamente estendido para as demais fontes renováveis não hídricas: eólica, biomassa, cogeração qualificada. Hoje, o desconto é de 100% nessas tarifas para praticamente todas as fontes. Para a biomassa composta de resíduos sólidos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, o desconto é de 50%. Para a energia solar que entrar em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplica-se desconto de 80% nos primeiros dez anos. Depois, o desconto será de 50%.

Em 2003, o desconto na TUST e na TUSD foi estendido aos consumidores. Mais recentemente, a Lei nº 13.203, de 2015, estendeu esse desconto para autoprodutores e inseriu o limite de potência injetada de 30.000kW a 300.000kW. A Lei nº 13.299, de 2016, ampliou o benefício para biomassa e PCHs com potência injetada entre 30.000 e 50.000kW (com desconto limitado a 30.000kW), para favorecer a repotencialização. Está sendo analisada na Aneel a possibilidade de estender esse benefício para fontes não hídricas, até 300MW.

Além disso, o processo de outorga para as fontes renováveis é, em grande medida, simplificado, pois se dá mediante autorização. Os geradores não precisam, obrigatoriamente, participar de um leilão. Esses empreendedores estão isentos do recolhimento de 1% da receita operacional líquida para investimento em pesquisa e desenvolvimento do setor. No caso das PCHs, elas estão, até o momento, isentas do pagamento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos. Quando, porém, forem prorrogar suas outorgas, a Lei nº 13.360 de 2016, determina que elas passarão a ter de recolher essa compensação, ainda que a 50% do valor cobrado das demais hidrelétricas e calculado conforme estabelecido na Lei nº 9.648, de 1998.

A legislação também já permite a possibilidade de comercialização direta com consumidores com

[3] Art. 26, § 1º da Lei nº 9.427, de 1996

SF/17958.78212-03

carga igual ou maior do que 500kW, e a contratação, como geração distribuída, diretamente com o distribuidor de energia. Isso permite compartilhar as instalações de transmissão de interesse restrito, as chamadas centrais de geração para conexão compartilhada (ICG), o que reduz o custo de conexão à rede.

Em 15 de março de 2004, a Lei nº 10.847 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a incumbência de *prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras*. Cada vez mais, as energias renováveis integrariam o planejamento energético nacional.

Mas sabe-se que o Brasil tem ainda um longo caminho a percorrer no sentido de fazer melhor aproveitamento dessas fontes renováveis. Por isso, a importância de avaliar os incentivos existentes, tentar identificar gargalos, e, eventualmente, propor medidas duradouras que assegurem o uso eficiente da infraestrutura disponível e supra as necessidades da sociedade. Sabemos que a segurança do suprimento não está associada somente à capacidade de geração de energia elétrica, mas também à diversificação de sua matriz, ao sistema de transmissão, à adequação aos parâmetros ambientais e à modicidade tarifária. E, como bem ressaltaram diversos especialistas do setor, o nosso maior desafio não é a falta de recursos renováveis ou financeiros, e sim a falta de uma legislação mais ágil e adequada e de uma política que fomente a implantação de uma matriz elétrica com um novo perfil.

Um dos desafios de uma política elétrica para o setor é a questão do custo de todos esses benefícios. Atualmente, o custeio desses incentivos é feito pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e, segundo depoimento do Sr. Christiano Vieira da Silva[4], representante da Aneel, para o ano de 2016, o orçamento da CDE reservou R$1,2 bilhão para cobrir os descontos na TUST e na TUST. Para ele, o que mais preocupa é o fato de que, em média, para cada 1,5 bilhão em benefícios, tem-se 1% de aumento em média na tarifa dos consumidores finais.

Se a potência das fontes incentivadas está hoje em torno de 15 GW e gera subsídios de R$1,2 bilhão, então, em 2024, caso se concretize a previsão do Plano Decenal de 45GW de fontes incentivadas, esses subsídios podem chegar a R$4 bilhões. Por isso, qualquer incentivo que venha a ser dado com contrapartida em recursos tarifários precisa ser sopesado.

[4] O Sr. Christiano Vieira da Silva, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL apresentou esses dados por ocasião de sua apresentação na primeira audiência pública, realizada em 22 de agosto de 2016

SF/17958.78212-03

3. AUDIÊNCIAS PÚBLICAS

3.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O Proinfa abriu o ciclo de audiências por se tratar de uma das primeiras políticas voltadas para a implantação em grande escala das energias renováveis, e por ter se revelado um poderoso instrumento para viabilizar a expansão da energia eólica.

O programa foi criado pela Lei nº 10.438, de 2002, para priorizar a geração a partir das fontes eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e biomassa. Basicamente, tinha como meta a contratação de 3,3GW pela Eletrobras, com contratos de 20 anos, distribuídos equitativamente entre as três fontes.

O custo do programa seria pago por todos os consumidores, com exceção dos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. Na época, o impacto na tarifa foi estimado em cerca de 0,02%. Foram abertas duas chamadas públicas que permitiam a participação de consórcios e de fabricantes de equipamentos e exigiam pelo menos 60% de conteúdo nacional. Os interessados obtiveram recursos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal e Banco do Nordeste (BNB).

Em 2004, a regulamentação pelo Decreto nº 5.025 definiu que a conta seria administrada dentro da Eletrobras, sob a coordenação do Ministério das Minas e Energia. A fim de estimular a indústria ainda incipiente, foi definido um piso para o preço de compra da energia, e não um teto, a partir do qual essas fontes poderiam ser inseridas na matriz.

A fonte eólica, que estava iniciando e precisava de um apoio maior, foi contratada a R$180/MWh. Já a PCH foi contratada a R$117/MWh, que era o valor médio da energia contratada na época, e o bagaço de cana foi inserido ao custo de R$94/MWh. Assim, os valores de biomassa e de PCHs são praticamente os mesmos praticados hoje, ao passo que os custos da energia eólica caíram muito.

As primeiras implantações começaram em 2006. Todas deveriam estar concluídas até 2010, mas alguns projetos contratados pela Impsa Eólica entraram um pouco mais tarde, em 2011.

Ao final, foram contratados 63 projetos de PCH, 27 de biomassa e 54 de eólica, totalizando 144 projetos

SF/17958.78212-03

e 3.000MW, ou seja, alcançando mais de 90% da meta prevista de 3,3GW.

É possível inferir que o Proinfa obteve sucesso apesar de ter enfrentado inúmeros obstáculos como, por exemplo, a descontratação de alguns empreendimentos. Surgiram dificuldades de financiamento: a falta de capacidade financeira de grande parte dos empreendedores provocou rearranjos societários e alterações de titularidade.

Os principais desafios enfrentados pelo Proinfa foram de natureza técnica. Os empreendedores contratados para a geração eólica, por exemplo, estavam ainda iniciando suas operações e careciam de experiência. Os produtores de biomassa tinham mais experiência, mas apenas com a autoprodução. Até então, as usinas de açúcar e álcool não tinham o objetivo de vender energia e, a partir do programa, tiveram de introduzir melhorias técnicas na geração de energia elétrica, tais como o aumento na pressão de caldeiras de geração de vapor, para que sobrasse mais bagaço para geração de energia. Precisaram também avaliar outros combustíveis, em complemento ao bagaço.

O programa também sofreu em função da incapacidade do parque industrial instalado de atender a demanda por equipamentos. Ademais, foram introduzidas novas exigências ambientais na revalidação das Licenças de Instalação. A rigor, o parque industrial da época não tinha condições de suprir toda a demanda.

Tabela 2 – PROINFA FINAL

EMPREENDIMENTOS EM OPERAÇÃO COMERCIAL				
Fonte	**Nº Usina**	**% Percentual**	**MW**	**%MW‘’**
Biomassa	19	70,4	533,34	77,8
Eólica	52	96,3	1.282,52	90,1
PCH	60	95,2	1.156,65	93,7
Total	**131**	**91**	**2.972,51**	**90,2**
TOTAL CONTRATADO				
Fonte	**Nº Usina**		**MW**	
Biomassa	27		685,24	
Eólica	54		1.422,92	
PCH	63		1.188,63	
Total	**144**		**3.296,81**	

SF/17958.78212-03

Fonte: Apresentação do MME em audiência pública no dia 22 de agosto de 2016.
Ao final, os resultados foram importantes. Para a Energia Eólica:

A criação de mecanismos de compras sistemáticas da energia eólica propiciou investimentos e a consolidação da indústria nacional de componentes e turbinas eólicas. A lei estipulava um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento[5].

Como parte de uma política pública para incentivar a cadeia de produção no País, os bancos públicos que concediam o financiamento exigiam índices de nacionalização crescentes. E o BNDES criou o Plano de Nacionalização Progressiva para aerogeradores, o que forçou as indústrias a investi- rem cerca de R$500 milhões para poder atender a essa exigência do BNDES e de seus clientes. A exigência de 60% de nacionalização gerou atrasos em primeiro momento, mas incentivou os fabricantes a instalarem unidades de produção e montagem de aerogeradores.

A experimentação com novas tecnologias e a produção em escala levaram ao barateamento de custos. Ainda assim, os custos do programa para o consumidor não deixaram de ser significativos. Apresentamos a seguir o quadro elaborado pela Aneel, a partir do Plano Anual do Proinfa de 2016, e que indica que o total de 131 empreendimentos beneficiados receberam subsídios anuais da ordem de 2,78 bilhões.

Tabela 3 – Custo Anual do Proinfa

Fonte	Nº Empreendimentos	Energia (MWh)	Custo Anual (R$)
Biomassa	19	1.182.057,00	197.353.230,08
Eólica	52	3.525.426,00	1.240.547.942,30
PCH	60	6.488.282,00	1.349.119.222,35
Total	**131**	**11.195.765,00**	**2.787.020.394,73**

Fonte: Ofício nº 196/2016-SRG/ANEEL, de 15 de setembro de 2016, encaminhado ao Senador Hélio José, em resposta aos questionamentos feitos por ocasião de audiência pública na Comissão de Serviços de Infraestrutura.

[5] O art. 3º, I, *f*, da Lei nº 10.438, de 2002, determina: "será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços seja, na primeira etapa, de, no mínimo sessenta por cento em valor e, na segunda etapa, de, no mínimo, noventa por cento em valor"

SF/17958.78212-03

A Aneel também apresentou o seguinte quadro que indica os custos do programa no período de 2006 a 2016:

Tabela 4 – Custeio Anual do Proinfa – 2006 a 2016

Ano	Custeio do PROINFA (R$)
2006	385.168.972,17
2007	637.712.660,66
2008	907.803.260,84
2009	1.593.662.088,85
2010	1.816.008.892,54
2011	2.070.270.676,04
2012	2.252.722.489,57
2013	2.589.650.016,72
2014	2.816.282.983,19
2015	2.695.799.414,26
2016	3.645.125.231,67
Total	**21.410.206.686,51**

Fonte: Ofício nº 196/2016-SRG/ANEEL, de 15 de setembro de 2016, encaminhado ao Senador Hélio José, em resposta aos questionamentos feitos por ocasião de audiência pública na Comissão de Serviços de Infraestrutura.

Os custos foram comparativamente elevados, mas isso se deve em grande medida ao fato de que se estava criando um mercado. Hoje o mercado está consolidado. Segundo dados apresentados pela Sra. Élbia Gannoum, da ABEEólica, há hoje no País sete fabricantes de aerogeradores e eles são responsáveis por 80% da produção nacional. O Brasil, que sequer fabricava pás, já domina praticamente todos os elos da cadeia de aerogeradores e é âncora no mundo na exportação de pás eólicas, com uma das maiores produções mundiais nessa área. Outros itens que têm potencial para exportação são as torres e as carcaças das naceles. Dados da Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos (APEX) mostram que, em 2015, as exportações de componentes do setor eólico atingiram R$ 1 bilhão.

Atualmente, a energia eólica é uma das mais competitivas: é a fonte mais barata, depois das grandes

SF/17958.78212-03

hidrelétricas. É certo que houve considerável progresso tecnológico. Também é certo que o Brasil tem um dos melhores ventos do mundo para produção de energia eólica. Basta dizer que a média mundial de fator de capacidade ou fator de produtividade está em torno de 24% enquanto, no Brasil, a média tem sido superior a 38%. Isso contribui para que a fonte eólica seja tão competitiva. E é inegável a importância do Proinfa para dar um impulso ao setor, sobretudo no início.

Segundo depoimento do representante do setor na audiência pública, hoje, graças ao programa, nos mercados do Nordeste, a fonte eólica sistematicamente vem batendo recordes de geração com fatores de capacidade inimagináveis há alguns anos, quando foram projetados os primeiros parques. E não só isso: dado o regime hidrológico dessa região, essa fonte tem, em muitos momentos, contribuí- do para garantir que a carga seja atendida.

Atualmente a fonte eólica atende cerca de 30% da carga do sistema no Nordeste brasileiro e chega, em situações de pico, a atender 10% da carga do sistema interligado nacional. Em termos percentuais, a participação da energia eólica alcança em torno de 7% da capacidade instalada. Com a implantação dos mais de 14GW contratados em leilões, a previsão é de que, em 2020, a participação da eólica já esteja em cerca de 10% a 12%, o que corresponderá à segunda fonte de energia da matriz elétrica nacional. O Brasil saiu da 15ª posição no ano de 2012, em termos de capacidade instalada, e alcançou, em 2015, a décima posição.

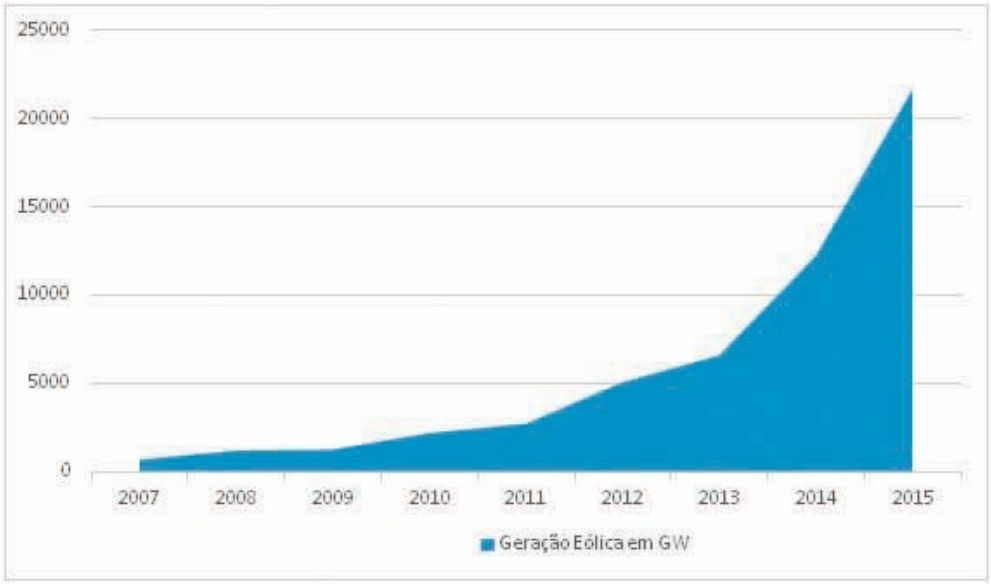
Quando olhamos para os investimentos em fontes renováveis no Brasil, constatamos que, nos últimos anos, a fonte eólica participou com mais de 60% do total. Esse predomínio da eólica em relação às demais renováveis incentivadas se deveu à sua vantagem em termos de competitividade e disponibilidade. Um empreendimento eólico tem rápida implementação. O setor tem hoje, em carteira, um portfólio de mais de 20GW que podem ser comercializados.

Os dados apresentados pela ABEEólica indicam que, no ano de 2015, foram gerados 21,4TWh de energia eólica, 11 milhões de casas foram abastecidas mensalmente com essa energia, 10 milhões de toneladas de CO_2 deixaram de ser emitidas e cerca de R$645 milhões deixaram de ser gastos com combustível para as térmicas. Fomos, em 2015, o quarto país que mais investiu no mundo e o oitavo país em geração de energia eólica.

SF/17958.78212-03

O quadro a seguir mostra a rápida evolução da geração eólica:

Tabela 5 – Evolução da geração Eólica 2007-2015



2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ15/14
663	1.183	1.238	2.177	2.705	5.050	6.578	12.210	21.625	77,11%

Fonte:<https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final_2016_Web.pdf.>

Hoje a fonte eólica está sofrendo um pouco por causa do cenário político-econômico, que compromete a demanda e, portanto, as contratações. Isso é preocupante porque é preciso sustentar a cadeia produtiva complexa que foi construída. Há hoje, no Brasil, sete fabricantes de aerogeradores, com índice de nacionalização da ordem de 80%. Outra fonte de preocupação para

SF/17958.78212-03

o setor são os gargalos na rede de transmissão, que impedem o escoamento da produção de usinas já concluídas.

3.1. Para a Biomassa

Embora o Proinfa não tenha sido tão vital para a fonte biomassa quanto foi para a energia eólica, ele serviu para dar o impulso inicial e consolidar a biomassa como fonte de energia elétrica. A partir de 2010, serviu de base para que ela pudesse participar com maior frequência dos leilões para o mercado regulado e aumentar consideravelmente a geração vendida para o consumidor cativo. O custo da energia, contudo, ficou praticamente estável.

A biomassa tem importante contribuição a dar porque é uma fonte previsível e estável. É sazonal, mas não intermitente. A bioeletricidade é gerada predominantemente entre abril e novembro, justa- mente no período seco do ano, e há a possibilidade de geração até na entressafra.

Sob esse aspecto, a sua estabilidade facilita enormemente o planejamento de seu uso. E o fato de poder haver geração até na entressafra significa que a bioeletricidade pode compensar a natureza intermitente das outras fontes renováveis.

Em sua apresentação, a união de Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) indicou que 20% do parque do setor sucroenergético é formado por turbinas de condensação, que podem operar independentemente do processo de fabricação de açúcar e etanol. Isso significa 2 mil MW em turbina de condensação que podem gerar ou não, conforme a necessidade do sistema.

Outra vantagem é que se trata de uma energia gerada no centro consumidor do País, o que reduz significativamente os custos de transporte e logística. Cerca de 90% da cana processada está nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, que concentram 60% da carga do consumo.

Segundo a Unica, o potencial da biomassa é enorme. Cada tonelada de cana gera 250kg de bagaço e 280kg de palha, e a palha tem duas vezes o poder calorífico do bagaço. Em 2010, a biomassa chegou a acrescentar 1.750MW à rede, o que equivale a 12% de uma Itaipu. Isso foi fruto do Proinfa, dos leilões regulados e de uma política mais dedicada a essa fonte. Em 2015, a biomassa de cana gerou para a rede 20.169GWh. Isso significou o atendimento a mais de 10 milhões de residências e reduzir as emissões de CO_2 em 8,6 milhões de toneladas. Estudo da Unica e da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), aponta que essa geração fornecida pela fonte biomassa foi equivalente à economia de 14% da água nos reservatórios das hidrelétricas do

SF/17958.78212-03

submercado Sudeste/Centro-Oeste.[6]

Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apontam que a capacidade instalada das plantas movidas à biomassa do Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu 11,6GW em junho de 2016[7]. A expansão foi de 7,4% em relação ao mesmo período do ano passado, quando a capa- cidade era de 10,8GW. Houve também expansão da geração: no primeiro semestre de 2016, as usinas térmicas movidas à biomassa produziram 1.942MW médios, um aumento de 6,1% em relação à geração de 1.831MW médios no mesmo período de 2015.

Não obstante esse êxito, o setor acredita que o potencial poderia ser melhor aproveitado e pede uma política pública clara, que defina o papel do etanol e da biomassa na matriz energética. Busca uma maior utilização da cogeração de energia e a sua inclusão nos leilões de reserva.

Resultados do Proinfa

Evidência de que o programa surtiu efeito é o fato de que se julgou desnecessário implementar a segunda fase, prevista em lei. As fontes eólica, PCH e biomassa se tornaram suficientemente robustas para participar da estrutura de leilões, ainda que em condições favorecidas relativamente às fontes convencionais.

O primeiro Leilão de Energia com participação de empreendimentos eólicos se deu em 2009, com a contratação de 1,81GW. De 2009 a 2015 foram contratados 15,19GW de energia eólica. A inserção das energias renováveis na matriz elétrica pode, assim, prosseguir sem tanto ônus para os consumidores. Os leilões específicos para fontes alternativas têm se revelado uma forma bem-sucedida de atrair novos investimentos e a tendência de queda no preço da energia contratada indica que essas fontes estão se tornando progressivamente mais competitivas.

Em termos percentuais, a participação das energias renováveis na matriz de energia elétrica está em torno de 7%[8] Com a inserção dos mais de 14GW já contratados em leilões, prevê-se que, em 2020, esse percentual alcance cerca de 10% a 12%. Isso representa a meta que havia sido estabelecida para a

[6] Fonte: <*http://www.novacana.com/n/cogeracao/mercado/biomassa-poupar-agua-reservatorios-hidreletricas-120115/*>

[7] Fonte: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_380438&_afrLoo-p=47702924925709#%40%3Fcontentid%3DCCEE_380438%26_afrLoop%3D47702924925709%26_adf.ctrl-state%3Dlnr4o7kwr_49>

[8] Dados apresentados pela Sra. Elbia Gannoum, Presidente-Executiva da ABEEólica, por ocasião da audiência realizada em 22 de agosto de 2016.

SF/17958.78212-03

segunda etapa do Proinfa: 10% do consumo anual de energia elétrica no País, em até 20 anos, ou seja, 2022. Com isso, as energias renováveis constituirão a segunda fonte de energia da matriz elétrica nacional.

3.2. Inserção da Geração Distribuída no Brasil

A geração distribuída é um dos focos da presente avaliação, considerando-se que a segurança de suprimento de energia elétrica, uma das prioridades da sociedade, não depende unicamente da capacidade de fornecer o energético, mas também de garantir o seu adequado transporte.

Em contraposição ao modelo de geração de grandes volumes, que tem predominado no Brasil, tem-se o conceito de geração de energia elétrica de forma descentralizada, conhecida no mundo como geração distribuída (GD). Tal modelo, ao trazer a geração para próximo do centro da carga, reduz as perdas técnicas inerentes ao transporte e reduz o próprio custo do transporte, o que permite contornar as deficiências das redes de transmissão e distribuição de energia no Brasil, e até reduzir a necessidade de investimentos futuros na transmissão e distribuição.

A GD é também fundamental para viabilizar a utilização mais intensa das fontes alternativas, seja solar, seja eólica, seja a das PCHs, seja a das CGHs. Considerando que a expansão da geração a partir das fontes renováveis incentivadas é uma meta do governo, mesmo diante da constatação de que há dificuldades de sustentabilidade econômica, a intensificação da geração distribuída pode amenizar algumas dessas dificuldades.

Dadas as características peculiares e muitas vezes complementares da geração com essas fontes alternativas, é possível compensar parcialmente a intermitência que as caracteriza. Além disso, a geração próxima do consumo reduz a sobrecarga sobre as linhas de distribuição e transmissão. Por fim, essas fontes alternativas, sob a forma de GD, apresentam baixo impacto ambiental por compartilhar espaços já urbanizados, sem impacto significativo além do que lá já existe. Podem, portanto, contribuir para a sustentabilidade ambiental e a segurança energética.

A Aneel estima que, até 2024, cerca de 1,2 milhão de consumidores residenciais e comercias terão micro ou minigeração, totalizando 4,5GW de potência instalada. O Ministério de Minas e Energia, por sua vez, ao lançar o Programa de Geração Distribuída (ProGD[9]), anunciou que, até 2030, 2,7 milhões de unidades

[9] Fonte:<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>.

SF/17958.78212-03

consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residência, comércios, indústrias e empreendimentos agrícolas, o que pode resultar em 23.500MW (48TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Com isso, o Brasil pode evitar que sejam emitidos 29 milhões de toneladas de CO^2 na atmosfera.

Para 2050, o MME trabalha com a expectativa de que cerca de 15% do consumo residencial venha de geração distribuída, o que corresponderá a cerca de 80GW de capacidade instalada. Como a capacidade atual é de 150GW, isso equivale a quase metade da capacidade atual do Brasil em termos de geração distribuída.

Constata-se, contudo, que a geração distribuída traz consigo muitos desafios. A descentralização da geração de energia introduz um maior número de agentes, tornando mais complexa a tomada de decisões e, consequentemente, aumentando a complexidade do planejamento e da operação do sistema elétrico. Na medida em que diferentes quantidades de carga forem ingressando no sistema, vislumbra-se a necessidade de classificação de cada unidade geradora por tipo de carga ingressante no sistema e criação de um mecanismo de gestão de ingresso de tais cargas no sistema.

Embora se reconheça que os centros de carga se tornarão menos dependentes da energia proveniente do SIN, será necessário reforçar os cuidados para garantir a segurança de abastecimento. Haverá, também, a necessidade de repensar a forma de remuneração dos diversos agentes, posto que o preço da energia pode variar instantaneamente em função da oferta e demanda a cada momento. Em suma, o atual modelo centralizado de gestão do setor elétrico, concentrado no Operador Nacional do Sistema (ONS), deverá, necessariamente, sofrer modificações.

Para os que buscam participar no fornecimento de energia para a rede, falta informação e regulamentação mais precisa. Exemplo dessa deficiência da regulamentação é a falta de padronização dos critérios e processos de inserção de tais fontes no sistema, deixando-se a critério das distribuidoras de energia a decisão sobre o processo de conexão da geração distribuída. Nesse sentido, há falta de previsibilidade sobre a inserção ou não de empreendimentos de tal natureza.

Do ponto de vista econômico, reconhece-se que as normas em vigor carecem de aperfeiçoamento. As atuais políticas, com seus subsídios cruzados, resultam em falta de isonomia entre as diversas fontes renováveis.

Para o futuro, é preciso encontrar formas menos onerosas de incentivar a implantação de indústrias de equipamentos voltados para a geração distribuída que assegurassem, no médio ou no longo prazo, a substituição de equipamentos importados por bens nacionais, com preço e qualidade compatíveis com o mercado internacional e em prazo razoável. Sem isso, fica comprometida a sustentabilidade econômica e a modicidade tarifaria.

SF/17958.78212-03

Diante do cenário apresentado, a Aneel tem feito o possível para eliminar alguns entraves à disseminação da geração distribuída. Um dos exemplos é a Resolução nº-482, de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A mesma Resolução criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Em tal modelo, o consumidor de pequeno porte, o consumidor residencial, por exemplo, pode instalar sua geração na sua própria casa, no seu telhado, e usufruir dessa energia que é gerada. E, eventualmente, se o que for gerado for maior do que o consumo, esse excedente vai para a rede da distribuidora e o consumidor fica com um crédito. Esse é um modelo de troca de energia, internacionalmente conhecido como *Net Metering*, sem circulação de dinheiro. Não há comercialização de energia nesse modelo. A rede serve como uma espécie de "bateria" virtual.

Em 2015, com o objetivo de estimular a GD, a Aneel publicou a Resolução nº-687 que revisou o texto da Resolução nº 482, e introduziu mudanças nos procedimentos, nos prazos e nos limites de capacidade. Os benefícios antes limitados à cogeração qualificada foram estendidos a todas as fontes renováveis de energia. Os créditos tiveram sua validade estendida de 3 para 5 anos. No tocante aos limites de capacidade, diminuiu de 100kW para 75kW o limite de potência instalada para a microgeração e, para a minigeração a partir da cogeração qualificada ou das demais fontes renováveis de energia elétrica, aumentou o limite de 1MW para até 5MW. Tanto a micro quanto a minigeração fazem jus aos benefícios do sistema de compensação de energia. O que varia são algumas questões de acesso, procedimentos mais técnicos, questões de conexão, e de medição.

A Resolução prevê 4 modalidades de geradores que podem ter acesso aos sistemas de distribuição e ao sistema de compensação de energia elétrica: *1)* autoconsumo, geralmente uma residência, com a geração junto à carga; *2)* condomínios residenciais, comerciais, como um shopping; *3)* auto- consumo remoto, quando um consumidor instala em uma unidade a geração, mas o crédito pode ser usufruído por outras unidades do mesmo titular dentro da mesma área de concessão, dentro da mesma distribuidora; e *4)* geração distribuída compartilhada, quando um conjunto de consumidores, pessoas jurídicas ou físicas, formam um consórcio ou cooperativa, instalam uma geração distribuída até o limite de 5MW, e o crédito relativo ao excedente pode ser repartido entre os consumidores que fazem parte do consórcio ou condomínio.

Como resultado dessas inovações, observa-se a significativa expansão na geração distribuída. Segundo dados de julho de 2016, apresentados pela Aneel, 4.517 unidades consumidoras no Brasil já possuem geração nessa modalidade de micro e minigeração e 78% são unidades consumidoras residenciais. Noventa e oito por cento dessa geração é solar, totalizando 4.432 unidades.

Prevê-se a instalação de 23 unidades que usam biogás, 2 de biomassa, 39 de eólica, 5 de hidráulica e 16 no modelo híbridoeólica. A Aneel estima que, até 2024, 1,2 milhão de unidades consumidoras no Brasil

SF/17958.78212-03

teriam geração distribuída nesses moldes, o que totalizaria por volta de 4,5GW de potência instalada.

Além desse aperfeiçoamento dos regulamentos pela agência reguladora, o MME criou, em 2015, o ProGD, para incentivar esse tipo de geração. Uma das propostas é tentar casar a geração distribuída com o uso de resíduos sólidos. A dificuldade está em tentar promover maior coordenação entre dois ministérios distintos.

No entanto, conforme relatado pelos representantes do setor, permanecem ainda diversos outros obstáculos à disseminação da geração distribuída. Descrevemos a seguir alguns dos desafios a serem vencidos.

Fonte hidráulica – Pequenas Centrais Hidrelétricas

Na virada do século, as hidrelétricas representavam 83% da matriz elétrica e, agora, estão em 66%. Houve uma redução de 20% na sua participação na matriz elétrica brasileira nos últimos 15 anos. O representante de PCH rechaçou a afirmação divulgada na imprensa de que que o potencial hidrelétrico no Brasil está esgotado. Hoje, a capacidade total instalada no Brasil é de cerca de 140GW e estima-se o potencial total de hidroeletricidade em cerca de 260GW; considera-se que será possível aproveitar cerca de 150GW sem maiores problemas socioambientais.

Desse total, o potencial das PCHs é da ordem de 16 ou 17GW. Em junho de 2016, segundo dados apresentados pela ABRAPCH, as CGH/PCHs acumulavam 5,26GW de potência outorgada já em operação (3,30% da potência outorgada total do país). Há ainda 0,46GW de potência outorgada em construção e mais 2,6GW de potência aptas a receberem outorga, dependendo da obtenção do licenciamento ambiental. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, espera-se que as PCHs respondam por 8GW da capacidade instalada (3,8% da potência total do Pais).

O setor de PCHs e CGHs apresenta características ideais para uma participação maior na matriz. Todos os seus equipamentos são fabricados no Brasil, o que não gera a necessidade de importação.

Apresenta menor custo médio efetivo a longo prazo, da ordem de R$95/MWh. Tem a maior geração de empregos por *megawatt* instalado e gera empregos estáveis, o que dá maior segurança para os pequenos fabricantes.

Ostenta, também, notável desenvolvimento tecnológico a ponto de exportar equipamentos e serviços, inclusive para a China. Sob esse aspecto, foi lembrado que a China contratou boa parte dos estudos e projetos de Três Gargantas, a maior usina do mundo, aqui no Brasil. Importou turbinas, geradores, e, quando surgiram problemas, foi aqui no Brasil que ela veio buscar empresas para corrigi-los. Tudo isso começou a ser construído nas décadas de 60 e 70, quando o Brasil fez um programa, abriu mercado para fabricantes estrangeiros de turbinas, exigiu transferência de tecnologia, exigiu prazo máximo

SF/17958.78212-03

para a instalação das fábricas aqui, e foi um tremendo sucesso.

Hoje, no entanto, o setor se queixa de uma discriminação tributária: paga mais de duas vezes o imposto pago pelas fontes solar e eólica. Ambas pagam 18,5% de imposto nos insumos e no faturamento do equipamento para o gerador, enquanto as PCHs pagam 45%. O setor considera que isso equivale a uma política industrial às avessas, já que privilegia setores com menor índice de nacionalização.

Queixa-se também de que a fonte hidrelétrica é a única que, ao final de 35 anos, tem que entregar a sua usina, enquanto todas as outras fontes têm a vida inteira para amortizar seus custos. Com menos tempo para amortizar seus investimentos, a tarifa tem de ser mais alta. O setor vem pedindo um prazo de 35 anos a partir da entrada em operação da primeira turbina e uma renovação automática por mais um período de igual tamanho. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, atendeu parcialmente o pleito do setor, ao permitir a prorrogação por 30 anos, mediante pagamento de valores a título de Uso de Bem Público (UBP) e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH).

Em segundo lugar, apesar de apresentarem impacto ambiental muito reduzido, as PCHs precisam passar pelos mesmos ritos de licenciamento ambiental que as grandes usinas. Por isso pedem uma simplificação das exigências ambientais.

Além disso, o setor lamenta não ter recebido do governo a merecida atenção. Foram pouquíssimos leilões, com preços considerados inviáveis. O setor pleiteia mais leilões, com um volume mínimo que permita sustentar a cadeia produtiva, para conter o fechamento de fábricas.

Foi argumentado que as PCHs são uma solução importante para a intermitência das fontes solar e eólica, hoje situada na faixa de 45%. Considera-se que são as fontes hidráulicas que têm a melhor condição de cobrir a intermitência das solares e das eólicas. Se o crescimento se fundar apenas na fonte solar e na eólica, sem uma participação mínima de 40% da fonte hidráulica, a tendência é que falte energia, já que o sistema não será capaz de cobrir a intermitência dessas duas fontes, que é horária.

As térmicas têm sido encaradas como energia de base, mas os responsáveis pelas usinas térmicas reclamam que suas usinas não foram desenhadas para cobrir intermitência. Ligar e desligar as máquinas continuamente prejudica a vida útil dos equipamentos, que já estão caindo para um terço do total.

Com a energia hidráulica não há esse problema. Abre-se o distribuidor, a água começa a girar a turbina e, em três ou cinco minutos, já é possível conectar o gerador e despachar a energia. Então, é com a hidráulica que vamos cobrir a intermitência. E a hidráulica tem que andar passo a passo com o crescimento da solar e da eólica.

SF/17958.78212-03

Fonte solar

Segundo estudo intitulado Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios[10], de autoria do Consultor Legislativo do Senado Rutelly Marques da Silva,

> De forma direta, a radiação solar pode ser: *(i)* usada como fonte de energia térmica, para aquecimento de ambientes e de fluidos e para geração de potência mecânica ou elétrica; e *(ii)* convertida diretamente em energia elétrica, por meio de efeitos sobre materiais, dentre os quais o termoelétrico e fotovoltaico.
>
> *O* aproveitamento térmico utiliza coletores (como os presentes em residências, hotéis etc.) para o aquecimento de água ou concentradores solares (para atividades que requerem temperaturas elevadas, tais como secagem de grãos e produção de vapor). Nesse caso, a radiação solar é captada por coletores, transformada em calor e utilizada para aquecimento. São os chamados Sistemas de Aquecimento Solar (SAS).
>
> *Já* a geração de energia elétrica a partir da radiação solar é obtida pelo efeito fotovoltaico (FV) ou pela heliotermia (denominada também de termossolar ou *Concentrated Solar Power* (CSP).
>
> *No* caso do efeito fotovoltaico, a radiação solar incide sobre materiais semicondutores e é transformada diretamente em corrente contínua; para transformar a corrente contínua em corrente alternada, são utilizados aparelhos chamados inversores.
>
> *Os* painéis fotovoltaicos são formados por um conjunto de células fotovoltaicas e podem ser interconectados de forma a permitir a montagem de arranjos modulares que, em conjunto, podem aumentar a capacidade de geração de energia elétrica.
> .....
>
> *A* outra forma de geração de energia elétrica a partir da fonte solar, a heliotermia ou CSP, consiste basicamente na geração de eletricidade por meio da conversão da energia solar em energia térmica, posteriormente em energia mecânica e, finalmente, em energia elétrica. Para tanto, a radiação solar incidente sobre determinada área é refletida e concentrada sobre um receptor, onde um fluido circulante é aquecido. Geralmente por meio de uma turbina a vapor, o calor absorvido pelo fluido é, então, transformado em energia mecânica que, por sua vez, a partir de um gerador acoplado à turbina, é transformada em energia elétrica. Em seus estágios finais, a CSP utiliza as tecnologias empregadas nas centrais termelétricas; aplica-se apenas à produção em grande escala, o que não envolve o uso em residências.

[10] <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166>

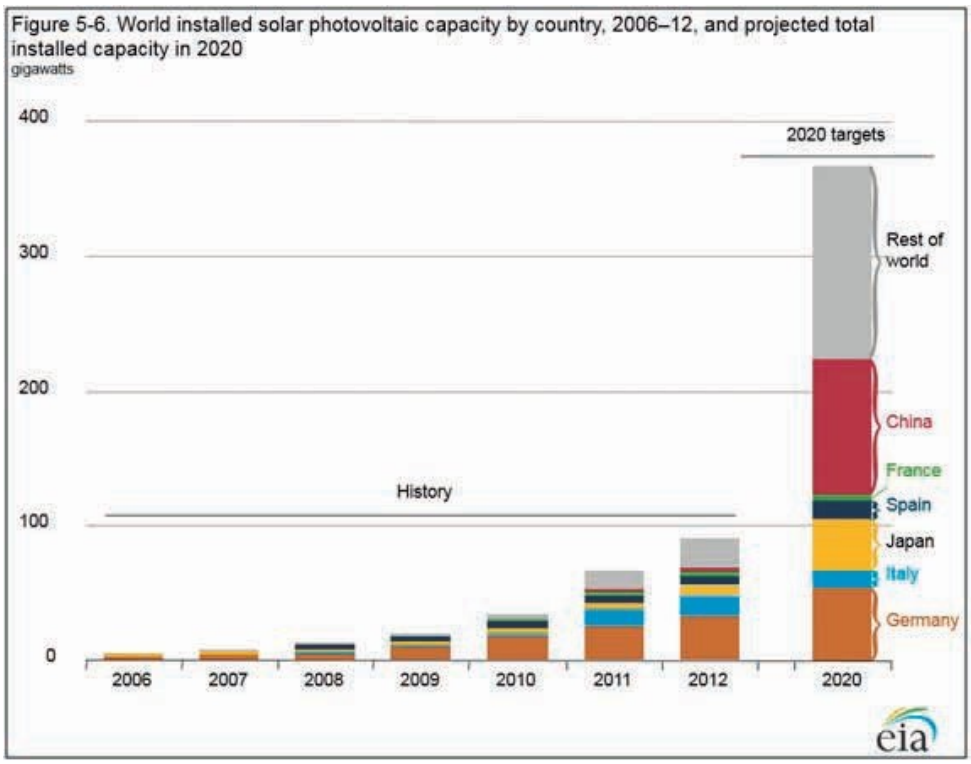
SF/17958.78212-03

Como resultado dos diversos estímulos às fontes alternativas, dados do *US Energy Information Administration* (EIA)[11], de 2016, indicam que a produção mundial de módulos de painéis fotovoltaicos (PV) aumentou 78% a.a. entre 2006 e 2011. Desde então, houve uma desaceleração significativa, para algo como 4% a.a. Em 2014, a potência instalada de geração de energia solar fotovoltaica no mundo era de 180Gigawatts (GW), 40,2GW a mais que em 2013[12]. De acordo com dados da Agência Internacional de Energia (IEA), a energia solar poderá responder por cerca de 11% da oferta mundial de energia elétrica em 2050 (5 mil TWh). A China continua sendo a maior fabricante de módulos de painéis fotovoltaicos, contribuindo com mais de 60% da produção global nos últimos anos: 23GW em 2012 e 26GW em 2013.Ao final de 2012, o total da capacidade instalada global de painéis PV era de 90GW. Para 2020, o total das metas dos países para essa produção é de 350GW, conforme indicado na figura abaixo.

[11] *International Energy Outlook* 2016, publicado pelo *US Energy Information Administration* (EIA).<http://www.eia.gov/outlooks/ieo/electricity.cfm>.

[12] Fonte:<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/brasil-estara-entre-os-20-paises-com-maior-geracao-so- lar-em-2018>. Dados do boletim "Energia Solar no Brasil e no Mundo – Ano de Referência – 2014", publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

SF/17958.78212-03



No Brasil, a evolução da energia solar tem sido bem menos favorável. Ainda assim, segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2018, o Brasil deverá estar entre os 20 países com maior geração de energia solar, considerando-se a potência já contratada (2,6GW) e a escala da expansão dos demais países. Em 2014, houve a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada (890MW). Em 2015, mais dois leilões foram realizados, totalizando 2.653MW contratados, com início de suprimento em 2017 e 2018. Os leilões foram realizados na modalidade de energia de reserva, com o objetivo de promover o uso da energia solar fotovoltaica no Brasil, além de fomentar a sua indústria.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024), estima que a capacidade instalada de geração solar chegue a 8.300MW em 2024, sendo 7.000MW geração descentralizada e 1.300MW distribuída. A proporção de geração solar deve chegar a 1% do total. Estudos para o planejamento do setor elétrico em 2050 estimam que 18% dos domicílios no Brasil contarão com geração fotovoltaica (8,6TWh), ou 13% da demanda total de eletricidade residencial.[13]

[13] <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/brasil-estara-entre-os-20-paises-com-maior-geracao-solar--em-2018>.

SF/17958.78212-03

Citando mais uma vez o estudo do Consultor Rutelly Marques da Silva, listamos os vários benefícios destinados à geração de energia elétrica proveniente de fonte solar. Alguns são exclusivos para a fonte solar; outros são mais amplos e alcançam as demais fontes de energia e setores de infraestrutura:

a) Programa Luz para Todos (LPT): instala painéis solares em comunidades que não têm acesso à energia elétrica, inclusive no Sistema Isolado.

b) - Descontos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD)[14]: 80% de desconto para empreendimentos cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000kW e que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017; o desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que começarem a operar a partir de 1º de janeiro de 2018.

c) Venda Direta a Consumidores[15]: permissão para que geradores de energia de fonte solar, e de outras fontes alternativas, com potência injetada inferior a 50.000kW comercializem energia elétrica, sem intermediação das distribuidoras, com consumidores especiais, com carga entre 500kW e 3.000kW. Na aquisição da energia, os consumidores especiais são beneficiados com desconto na TUSD, o que estimula a substituição, como fornecedor da energia, da distribuidora pelo gerador da fonte alternativa.

d) Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Microgeração e Minigeração Distribuídas, instituído pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Aneel.

e) Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ): isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas e por empreendimentos eólicos; não abrange todos os equipamentos utilizados pela geração solar, como inversores e medidores.

f) Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI):[16] suspensão da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), no caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, de materiais de construção e de serviços utilizados e destinados a obras de infraestrutura, entre as quais as usinas geradoras de energia solar, destinadas ao ativo imobilizado; o benefício é válido por

[14] Lei nº 9.427, de 1996.
[15] Idem.
[16] Lei nº 11.488, de 2007.

SF/17958.78212-03

cinco anos, a contar da habilitação do titular do projeto.

g) Debêntures Incentivadas:[17] isenção de Imposto de Renda dos rendimentos de pessoa física relacionados à emissão de debêntures por sociedade de propósito específico, dos certifica- dos de recebíveis imobiliários e de cotas de emissão de fundo de investimento em direitos creditórios, relacionados à captação de recursos com vistas a implementar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo; entre os projetos mencionados, estão aqueles destinados à geração de energia elétrica por fonte solar.

h) Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS)[18]: redução a zero das alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes na venda no mercado interno ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, para incorporação ao ativo imobilizado da pessoa jurídica adquirente no mercado interno ou de importadora, e da contribuição de intervenção no domínio econômico incidente nas remessas destinadas ao exterior para pagamento de contratos relativos à exploração de patentes ou de uso de marcas e os de fornecimento de tecnologia e prestação de assistência técnica; por alcançar os semicondutores e a produção de células de filme fino, a geração de energia elétrica por fonte solar é beneficiada.

i) Lei da Informática: isenções tributárias para bens de informática e de automação; a produção de equipamentos destinados à geração de energia elétrica por fonte solar utiliza vários dos produtos alcançados pela chamada Lei de Informática.

j) Redução de Imposto de Renda: projetos de setores prioritários, como o de energia, implantados nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) e da Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (SUDECO) têm redução de imposto de renda;

k) Condições Diferenciadas de Financiamento:

– A Caixa Econômica Federal (CEF): em 2014, foram incluiu, em 2014, aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica como itens financiáveis através do Construcard. A pessoa física pode adquirir os equipamentos de microgeração e quitar o financiamento em até 240 meses, a uma taxa de juros mensal que varia de 1,4% + Taxa Referencial (TR) a 2,33% + TR.

– O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) oferece,

[17] Lei nº 12.431, de 2011.
[18] Lei nº 11.484, 2007.

SF/17958.78212-03

para hidrelétricas, geração a partir de biomassa, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras fontes alternativas, financiamentos com taxa de juros abaixo das praticadas pelo mercado e prazo de amortização de até 20 anos. Para o Leilão de Energia de Reserva de 2014 (LER 2014), foram oferecidas condições especiais para a fonte solar, inclusive para incentivar a produção de equipamentos no Brasil.

– Apoio a Projetos de Eficiência Energética (PROESCO): o BNDES financia *intervenções que comprovadamente contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis*

– Fundo Clima, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), disponibiliza recursos, inclusive não reembolsáveis, para financiar projetos, estudos e empreendimentos que visem à redução dos impactos da mudança do clima e à adaptação a seus efeitos, o que inclui projetos de energia solar.

– Inova Energia: oferece condições diferenciadas, e até subvenção, para financiar iniciativas de inovação. Os interessados podem obter recursos para prover soluções tecnológicas relacionadas à geração fotovoltaica ou termossolar, entre outras fontes de geração. Engloba o desenvolvimento de tecnologias para a produção de silício purificado em grau solar, lâminas (*wafers*) de silício, células fotovoltaicas de silício, o desenvolvimento de tecnologias para produção de células fotovoltaicas de filmes finos e o desenvolvimento de tecnologias e soluções para produção de inversores e equipamentos aplicados a sistemas fotovoltaicos. Segundo EPE (2014), o montante de recursos disponibilizados para todo o programa soma R$ 3 bilhões para os anos de 2013 a 2016.

l) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D):

– Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) estratégico 013/2011 – *Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira*. Foram apresentados 18 projetos, 17 aprovados, correspondentes a 24,578MWp (ou 24.578kWp), que deverão custar R$395 milhões em três anos.

– Fundo Solar: lançado em 2013 pelo Instituto Ideal e pelo Grüner Strom Label (Selo de Eletricidade Verde da Alemanha), oferece apoio financeiro no valor de R$1.000,00 a R$5.000,00 por projeto de microgeração fotovoltaica conectado à rede. Segundo EPE (2014), o orça- mento total do Fundo é de aproximadamente R$65.000,00 na primeira fase do projeto.

A fonte solar tem a grande virtude de ser abundante em regiões com desenvolvimento econômico relativamente menor: dentre todas as regiões geográficas, o Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual. Os valores máximos de

SF/17958.78212-03

irradiação solar são observados na região central da Bahia e no noroeste de Minas Gerais. E a EPE calcula que, com relação ao potencial brasileiro de geração fotovoltaica em residências, a capacidade de geração é mais do que o dobro do consumo residencial. Não obstante esse rico potencial e o número considerável de estímulos, a disseminação da geração de energia a partir da fonte solar no Brasil tem sido lenta.

Como o silício cristalino utilizado nas células fotovoltaicas exige alta pureza e o Brasil não dispõe ainda da tecnologia necessária para obter silício com grau solar, a maior parte dos equipamentos é importada, o que encarece a instalação. O resultado é que o custo dessa energia é significativamente superior à tarifa de energia elétrica praticada pelas empresas de distribuição, o que compromete a viabilidade dos empreendimentos.

Embora haja perspectiva de queda nos preços dos painéis fotovoltaicos e dos inversores, o custo na aquisição dos equipamentos é a principal causa do ainda elevado preço da energia elétrica gerada por fonte solar. Essa é uma das razões porque é tão importante investir em pesquisa, com vistas ao barateamento dessa fonte de energia.

Além dos altos custos de instalação e de dificuldades de financiamento, o sistema atual de subsídios é perverso: os consumidores menores, com menor renda, tendem a subsidiar os consumidores maiores. Dado o custo de instalação das placas solares, quem tem maior poder aquisitivo consegue instalar a placa solar no telhado e gerar sua própria energia. Quem não tem capacidade aquisitiva para comprar esses painéis continua comprando energia da distribuidora e pagando os subsídios embuti- dos na tarifa. O atual arranjo é injusto e insustentável.

Já existem algumas iniciativas que procuram favorecer os consumidores de menor renda. No Programa Minha Casa Minha Vida, por exemplo, é possível subsidiar a instalação de painéis sola- res. Com a publicação do Decreto nº 8.828, de 2016, será possível implantar a tarifa binômia para os consumidores de baixa tensão. Isso possibilitará corrigir o problema da sustentabilidade econômica e social apontada anteriormente. Essa possibilidade, no entanto, deve ser avaliada com cautela para que não comprometa a viabilidade de projetos já instalados. É importante garantir a estabilidade regulatória para os consumidores que primeiramente instalaram GD em suas unidades.

Outro obstáculo é a tributação, de ICMS e da Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP), que, em alguns estados, atinge toda a geração distribuída.

Já há, no Brasil, diversos fabricantes de equipamentos de energia solar, desde painéis fotovoltaicos, inversores, e até *trackers* (equipamentos que permitem direcionar o painel fotovoltaico de forma a acompanhar o movimento do sol e melhor aproveitar a irradiação solar). Para acelerar o grau de nacionalização da indústria solar recomenda-se, em princípio, aplicar a mesma estratégia adotada para as eólicas, PCHs e biomassa: exigir produção doméstica e transferência de tecnologia e cobrar prazos. O BNDES já criou o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP) para os sistemas e para os módulos

SF/17958.78212-03

fotovoltaicos, similarmente ao caso dos aerogeradores. A energia solar também já foi inserida nos leilões de energia específicos: foram 3 leilões com entrega prevista a partir de 2017. Falta formular uma política consistente e estável. Os 2,6 mil megawatts que foram vendidos de solar em 2014 e 2015 significam contratos de R$49 bilhões. Com volumes dessa magnitude, podemos e devemos exigir índices crescentes de nacionalização da produção.

Por fim, há que se acelerar a implantação das redes inteligentes. O monitoramento do fluxo de energia em ambas as direções é feito por um equipamento de automação, que, acoplado ao inversor, controla a produção e o rendimento, além de identificar qualquer anomalia. Há ainda o medidor bi- direcional, que registra o que é injetado na rede e o que é consumido em cada unidade consumidora. Sem uma rede inteligente, não há avanço possível.

Rede de distribuição

A ABRADEE reconheceu a importância do desenvolvimento de novas fontes de geração de energia no Brasil e afirmou que as distribuidoras estão abertas à geração distribuída. Para o setor de distribuição, não importa a fonte utilizada, desde que o custo seja o menor possível.

Para as distribuidoras, a sistemática dos leilões de energia tem sido um êxito na medida em que tende a garantir a energia pelo menor custo. O que elas requerem, no novo modelo que se vislumbra, é uma remuneração adequada pelo fio, pela manutenção e modernização das redes. Em outras palavras, as empresas de distribuição almejam remuneração tarifária justa pelo uso dos fios, não importando a origem da energia que a rede transporta.

Para manter o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, pilar do sistema nacional de energia, não basta, contudo, remunerá-las somente pelo fio. Na sistemática que hoje predomina, as distribuidoras são responsáveis pela contratação da energia no sistema regulado. À medida que for crescendo a participação da geração distribuída, será preciso reavaliar a fórmula de remuneração do serviço de distribuição. Quando há GD, a distribuidora sempre vai precisar ter uma reserva, para quando não houver sol ou vento e o consumidor precisar da energia. Como será feita a remuneração da distribuidora nesse caso?

A Aneel compreende que estamos em um período de transição e que ela precisa acompanhar os impactos desse novo tipo de sistema nas redes de distribuição de energia elétrica. A própria Resolução 482, de 2012, já prevê que a regulação aplicável à micro e minigeração será revista até 31 de dezembro de 2019. Eventuais impactos serão tratados nessa revisão.

A Aneel fez a projeção de 1,2 milhão de unidades conectadas em geração distribuída em 2024. Se esse número de conexões for atingido, deve trazer um impacto de aproximadamente 2% nas tarifas de energia elétrica, em média. Algumas distribuidoras terão um impacto maior e outras, menor.

SF/17958.78212-03

Para que se mitiguem complexidades de planejamento e operação do sistema elétrico em razão de aumento expressivo nas conexões à rede por unidades com geração distribuída, é necessária a definição de políticas públicas que favoreçam a obtenção de financiamentos e flexibilizem as regulamentações em vigor, com vistas a viabilizar a atuação das distribuidoras no novo cenário.

A disseminação da geração distribuída causará aumento dos custos operacionais e da necessidade de novos investimentos por parte das distribuidoras, o que levará à redução de receitas. Como sugestão, programas de incentivo a modernização das redes de distribuição podem ser criados de forma a facilitar a implantação de novas tecnologias na operação dos sistemas elétricos. Dependendo do impacto verificado em cada distribuidora, as metas de qualidade podem ser revistas para possibilitar o seu ajustamento à nova realidade.

Para avançar ainda mais na GD, foram levantadas as seguintes questões:

1) **Tributação** – O primeiro desafio é o da tributação. Embora não haja comercialização da energia, alguns estados ainda cobram o ICMS. Hoje, no Brasil, 19 estados e o Distrito Federal já aderiram a um convênio do Confaz e não cobram ICMS sobre essa energia que é gerada pelo próprio consumidor. Mas o desafio ainda permanece, de expandir essa isenção para todos os Estados do País. Embora a Aneel defenda a importância de retirar essa barreira, o ICMS é um imposto estadual e são os Estados que têm a competência para decidir. O que foi sugerido é que haja uma coordenação de esforços junto às Secretarias da Fazenda dos Estados para que o ICMS incida apenas sobre a parcela líquida, não tributando a energia que foi gerada pelo próprio consumidor;

Podemos nos espelhar no exemplo de outros países. Alguns dão isenção tributária por tempo determinado. O caráter temporário dos incentivos tem a vantagem de evitar que, uma vez que se tenha tornado competitiva, aquela forma de geração continue recebendo, indefinidamente, recursos que poderiam ser destinados a outras formas de geração que enfrentam maior dificuldade.

No Brasil, está claro que a geração eólica, por exemplo, é hoje uma energia competitiva e, graças aos incentivos recebidos, desfruta de uma vantagem indevida em relação as PCHs. A eólica, hoje, tem benefícios que conquistou na época em que era incumbente, e dos quais não abre mais mão. Então, a política tributária tem que ser feita com muita cautela, porque, uma vez concedido o benefício, em geral, é muito difícil retirá-lo. Outra sugestão consiste em permitir, para quem tem GD, o abatimento de parte dos custos de importação do Imposto de Renda (IR), do Imposto Sobre Serviços (ISS) ou do Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana (IPTU).

Além disso, como a Resolução nº 645 da Aneel introduziu novas modalidades de GD e aumentou o limite de potência, ainda não está muito claro como será a incidência dos tributos nessas novas modalidades, nesse novo limite. E existe também a tributação federal do PIS/Cofins, que constitui um

SF/17958.78212-03

ônus a mais.

2) **Financiamento** – É preciso aumentar o volume de financiamento destinado a viabilizar o acesso à instalação de painéis de energia solar, a microdistribuição e assim por diante. Foi enfatizado por mais de um expositor que o mecanismo atual de financiamento se exauriu. Se estamos falando de uma geração de pequeno porte, de pequenos consumidores, é importante que existam linhas específicas, com condições facilitadas, direcionadas para esse tipo de geração. Seria recomendável estimular os financiamentos, inclusive, dentro de contratos de habitação.

3) **Divulgação** – Outro desafio é o da divulgação. É importante tornar mais conhecidas as possibilidades de o consumidor de pequeno porte gerar sua própria energia, por meio de realização de campanhas de conscientização e educação.

4) **Capacitação e treinamento** – Preparar mão de obra técnica para lidar com os novos equipamentos. Há que se atentar, também, para o reforço na segurança das instalações das redes e dos equipamentos. O inversor, por exemplo, que é o equipamento que transforma a energia gerada de forma contínua para a energia alternada, é utilizado dentro das residências, e precisa ter sua segurança garantida.

5) **Garantia de recursos para pesquisa e desenvolvimento**, para tornar mais eficiente e barato o aproveitamento dessas fontes.

6) **Estímulos à rede inteligente**. É importante lembrar que a energia distribuída não entra no mercado se não houver a *smart grid*, ou rede inteligente. Essa rede inteligente não só viabiliza a inserção da geração distribuída como facilita o trabalho do regulador e aumenta o controle das distribuidoras sobre o fluxo de energia. A falta de solução para a modernização da rede constitui grave obstáculo à expansão da GD. Por isso, é vital assegurar os investimentos necessários para tornar essa rede inteligente.

7) **Necessidade de realização de leilão especifico para determinadas fontes**.

8) **Aprofundamento das discussões** sobre quais devem ser as sinalizações econômicas mais adequadas, em termos de política industrial, para que sejam auferidos ganhos de escala na cadeia produtiva de conteúdo nacional para equipamentos relacionados ao segmento em questão.

Em síntese, a dimensão econômica ainda precisa ser equacionada para que a geração distribuída possa funcionar de forma efetiva e dar sua contribuição mais significativa para a matriz energética no longo prazo.

SF/17958.78212-03

3.3. Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios e Luz para Todos

Segundo o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL)[19], "a disponibilidade de energia é essencial para agregar valor ao produto rural e elevar a renda dos pequenos produtores, núcleos de colonização e cooperativas rurais, gerando empregos, fixando o homem na região e reduzindo a migração para áreas urbanas. A ausência de energia é, portanto, um vetor de subdesenvolvimento."

Para assegurar esse acesso à energia, foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), por meio do Decreto s/n do Ministério de Minas e Energia, datado de 27 de dezembro de 1994. O Prodeem tinha a atribuição de: *(i)* viabilizar a instalação de microssistemas energéticos de produção e uso locais, em comunidades carentes isoladas não servidas por rede elétrica, destinados a apoiar o atendimento das demandas básicas; *(ii)* promover o aproveitamento das fontes de energia descentralizadas no suprimento de energéticos aos pequenos produtores, aos núcleos de colonização e às populações isoladas; *(iii)* complementar a oferta de energia aos sistemas convencionais com a utilização de fontes de energia renováveis e descentralizadas; e *(iv)* promover a capacitação de recursos humanos e o desenvolvimento da tecnologia e da indústria nacionais, imprescindíveis à implantação e à continuidade operacional dos sistemas a serem implantados.

A ação do programa era direcionada, portanto, para os seguintes subprogramas: *1)* desenvolvimento social; *2)* desenvolvimento econômico; *3)* complementação da oferta de energia; e *4)* base tecnológica e industrial.

Os sistemas energéticos a serem implementados pelo programa incluiriam a utilização de painéis fotovoltaicos, aerogeradores, cataventos, pequenas centrais hidrelétricas, combustíveis derivados de biomassa, biodigestores e outros.

O desenvolvimento social consistia na instalação de microssistemas de produção de energia em comunidades carentes e não servidas pela rede elétrica, para o atendimento de demandas básicas, tais como água potável e produção de alimentos. Já o desenvolvimento econômico buscava o aproveitamento das fontes renováveis descentralizadas a fim de atender demandas ligadas à atividade produtiva, favorecendo a elevação de renda, a geração de emprego e a agregação de valor ao produto rural.

No eixo de complementação de energia, as fontes renováveis descentralizadas produziriam energia complementar, destinada a todos os consumidores: seriam utilizados sistemas individuais e coletivos, como reforço às redes existentes. No aspecto de base tecnológica e industrial, buscava-se a promoção do desenvolvimento de tecnologias relacionadas com sistemas não convencionais de energia e capacitação de recursos humanos para sua instalação, operação e manutenção.

[19] <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/periodicos/informe_prodeem.pdf>.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

Competia ao Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético (DNDE), departamento do Ministério de Minas e Energia, estimular a formação de parcerias necessárias à implantação dos projetos; motivar a criação de equipes regionais para a coordenação e integração de ações dos parceiros nos níveis estadual e municipal; organizar a base tecnológica necessária à sustentação do programa; promover o treinamento e a capacitação das equipes estaduais em articulação com o Ministério de Ciência e Tecnologia, com os centros de pesquisas e as universidades locais; incentivar a multiplicação dos projetos em cada estado, facilitando a articulação dos agentes responsáveis pela extensão e aplicação dos recursos necessários e acompanhamento dos resultados; identificar as fontes de financiamento disponíveis para os projetos do Prodeem e orientar os demais agentes para a obtenção do recursos; alocar recursos financeiros necessários à complementação dos esforços dos demais agentes; promover a elaboração de leis, normas e regulamentos destinados a apoiar a implantação dos projetos.

As ações do Prodeem podem ser assim resumidas, segundo dados da Aneel:

TABELA 3.4 Projetos fotovoltaicos coordenados pelo Prodeem/MME*

	Energéticos			Iluminação Pública			Bombeamento			Totalização		
Fases	Qtd. (A)	Potência KWp (B)	Total US$1mil (C)	Qtd. (D)	Potência KWp (E)	Total US$1mil (F)	Qtd. (G)	Potência (KWp) (H)	Total US$ 1mil (I)	Qtd. (J)=A+D+G	Potência KWp (L)=B+E+H	Total US$ 1mil (M)=C+F+I
Fase I	190	87	526	137	7	76	54	78	480	381	172	1.081
Fase II	387	195	1.621	242	17	197	179	213	1.635	808	425	3.453
Fase III	843	526	3.495	0	0	0	224	165	1.173	1.067	691	4.668
Emerg.	0	0	0	0	0	0	800	235	2.221	800	235	2.221
Fase IV	1.660	972	5.456	0	0	0	1.240	457	4.569	2.900	1.429	10.026
Fase V	3.000	2160	15.801	0	0	0	0	0	0	3.000	2.160	15.801
Total	3.080	3.940	3.940	379	24	272	2.497	1.147	10.078	8.956	5.112	37.250

Fonte: BRASIL, Ministério de Minas e Energia - MME. Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM. 2003.
(*) Observações:
a. Os sistemas energéticos incluem módulos, baterias, controladores, inversores CC/CA e estrutura de fixação dos módulos.
b. Os sistemas de bombeamento incluem módulos, inversores/controladores, bombas d'água e estrutura de fixação dos módulos.
c. Dados das Fases I e II fornecidos pela CEPEL.

Fonte: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf>.

Em 11 de novembro de 2003, o Decreto nº 4.873 criou o Programa Luz para Todos, com o objetivo de promover a universalização do serviço público de energia elétrica. Seu desafio inicial era o de acabar com a exclusão elétrica no País e disponibilizar energia elétrica gratuitamente a mais de 10 milhões de pessoas do meio rural até o ano de 2008. O programa seria coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, operacionalizado pela Eletrobras, e executado pelas concessionárias de energia eletrificação rural, em parceria com os governos estaduais.

O Decreto nº 7.324, de 05 de outubro de 2010, prorrogou o programa até 31 de dezembro de 2011 com o objetivo de garantir a finalização das ligações destinadas ao atendimento contratadas ou em processo de contratação até 30 de outubro de 2010. O programa foi prorrogado pela última vez em 2014,

SF/17958.78212-03

por meio do Decreto nº 8.383, de 30 de dezembro.

O Programa considerava prioritário o atendimento a escolas rurais, populações localizadas em áreas de extrema pobreza, quilombolas, indígenas, assentamentos, ribeirinhos, pequenos agricultores, famílias em reservas extrativistas e as afetadas por empreendimentos do setor elétrico.

O **Luz para Todos** trouxe como inovação principal o princípio de que os investimentos não se- riam custeados diretamente pelos beneficiários do uso da energia, mas sim pela empresa distribuidora de energia. A distribuidora teria de assumir os gastos pela execução das obras de energização. No entanto, esse custo seria eventualmente repassado aos consumidores como um todo, via tarifa. A implicação era a de que haveria uma redistribuição dos custos entre os consumidores do sistema, via tarifa.

Para não onerar em excesso o consumidor, foram destinados ao programa recursos provenientes de fundos setoriais de energia: a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR). O restante do investimento foi partilhado entre governos estaduais e as empresas distribuidoras de energia elétrica. Com a edição da Lei nº 12.783/2013 os recursos da CDE passaram a ser assegurados pelo Tesouro Nacional. A eles soma-se uma linha de financiamento da Caixa Econômica Federal, nos mesmos moldes da RGR. Os investimentos chegam a R$ 22,7 bilhões. Desses R$ 16,8 bilhões são recursos do Governo Federal.

Conforme os dados apresentado pelo Ministério de Minas e Energia, o programa teve como prioridade projetos em Municípios com índice de atendimento inferior a oitenta e cinco por cento, segundo dados do Censo 2000; projetos de eletrificação rural que beneficiassem populações atingidas por barragens, cuja responsabilidade não estivesse definida para o executor do empreendimento; projetos de eletrificação rural que enfocassem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentassem o desenvolvimento local integrado; projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento d'água; projetos de eletrificação rural voltados para assentamentos rurais; e projetos de eletrificação para o desenvolvimento da agricultura familiar.

O governo definiu como objetivo que a energia seria um vetor de desenvolvimento social e econômico dessas comunidades, contribuindo para a redução da pobreza e aumento da renda familiar. A chegada da energia elétrica facilita a integração dos programas sociais do governo federal, além do acesso a serviços de saúde, educação, abastecimento de agua e saneamento.

Segundo dados de agosto de 2016 divulgados pelo Ministério de Minas e Energia, o programa levou energia elétrica a 3.299.704 famílias, cerca de 15,8 milhões de moradores rurais de todo o país. A meta inicial era de 10 milhões de pessoas, o que foi alcançado em maio de 2009. Além disso, as obras do Luz para Todos geraram cerca de 495 mil novos postos de trabalho.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

3.4. Leilões de Energia de Reserva

A sistemática dos leilões de energia foi regulamentada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Segundo o parágrafo 3º do artigo 3º dessa lei, o leilão de energia de reserva tem como objetivo compor uma reserva de capacidade de geração para "garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica". Os custos dos Contratos de Energia de Reserva (CER) são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER). O parágrafo 1º do art. 3º-A estabelece que a regulamentação de tais leilões será promovida pela Aneel, que deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação da energia, bem como as diretrizes para a realização dos leilões.

A metodologia aplicada considera o ambiente de contratação regulada, a fim de ser garantir a continuidade do fornecimento e o aumento da segurança no fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado. Nesse sentido, há necessidade compreensão do conceito de garantia física, que é a quantidade de energia que se atribui a cada usina e que cada usina pode comercializar, não podendo comercializar mais do que possa entregar.

Segundo o documento "Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas", elaborado pela EPE, diante da ampliação da participação do setor industrial e de prestação de serviços, bem como a modernização de processos agrícolas, a economia brasileira tem se transformado, o que enseja a revisão de critérios de cálculo da garantia de suprimento. Nesse espeque, a fim de aumentar a garantia de suprimento no SIN, o cálculo de garantias físicas de novas usinas é feito de modo a obter a igualdade entre o Custo Marginal de Operação Médio Anual (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), respeitado o limite de *déficit*.

O modelo utilizado para simulações energéticas de sistemas é o NEWAVE, desenvolvido pela Cepel, na versão para cálculo de garantia física; para o estudo de usinas individualizadas, o modelo é o MSUI, desenvolvido pela Eletrobras. O Ministério de Minas e Energia pode indicar os modelos e a definição dos parâmetros de simulação a serem utilizados nos estudos. A configuração hidrelétrica é composta por Usinas Hidrelétricas (UHE) interligadas ao SIN em operação, concedidas, e já licitadas, e por Usinas Termelétricas (UTE) interligadas ao SIN autorizadas, e já licitadas. Não estão incluídas na simulação as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), com exceção daquelas despachadas centralizadamente. Esclareça-se que as características técnicas das usinas da configuração de referência que não entraram em operação comercial devem ser compatíveis com as regras constantes no contrato de concessão quando se tratar de UHE, e quando se tratar de UTE, as regras constantes dos atos autorizativos.

Os dados hidrológicos devem considerar: *(i)* a utilização dos volumes mínimos e restrições operativas hidráulicas de caráter estrutural do Programa Mensal de Operação Energética (PMO); *(ii)* os valores de usos consuntivos estabelecidos pela Agência Nacional de Águas (ANA) para o ano cor-

SF/17958.78212-03

respondente à configuração de referência do cálculo da garantia física; e *(iii)* A utilização do histórico de vazões consistido em conjunto pelo ONS, ANEEL e ANA para as usinas em operação e licitadas.

A simulação energética se faz por meio dos seguintes subsistemas do SIN:

Subsistema	**Região**
SE/CO/AC/RO	Sudeste, Centro-oeste, Rondônia e Acre
S	Sul
NE	Nordeste
N/Manaus	Norte e Manaus Interligado

Considera-se a garantia física do SIN como a máxima quantidade de energia que o sistema pode suprir a um dado conjunto de critérios. Esse é considerado o limite de *déficit* do sistema e a energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração componentes do sistema, com vista à comercialização da energia via contrato. Assim, a metodologia segue os seguintes passos:

Determina-se a oferta total da garantia física do SIN, conforme configuração estática e igualda- de do CMO com o CME, com margem de tolerância;

Divide-se a oferta total em blocos de oferta hidráulica (EH) e oferta térmica (ET), havendo um rateio da EH entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes, e um rateio da ET entre as UTE, considerando-se a disponibilidade máxima de geração contínua da cada UTE mais eventual excedente de oferta distribuída entre as demais UTEs, limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

A oferta total é determinada pelo modelo NEWAVE, por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico para o ano de interesse, correspondendo à garantia física do SIN, e considerando todas as usinas e interligações da configuração como existentes por um período de 5 anos, no período de estudo.

Após a definição da oferta total do sistema, pode-se determinar a necessidade de contratação de energia de reserva, criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa reserva é constituída de energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A metodologia adotada é delineada a cada leilão, o que demanda a análise do procedimento adotado em cada certame a fim de se verificar o regramento e o padrão utilizado por cada evento ocorrido.

SF/17958.78212-03

O primeiro leilão foi realizado no dia 14 de agosto de 2008, sob o edital Leilão 001/2008, e era destinado à contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde seria comercializada a energia elétrica proveniente de empreendimentos que utilizavam biomassa como insumo energético. A entrega seria a partir de 2009 e 2010 e os contratos teriam duração de 15 anos. Assim, obteve-se o seguinte resultado:

Tabela 5 – Leilão 001/2008 – Produto 2009-ER15 (MWh)

Combustível	Energia Contratada			ICE (R$/MWh) -Média	Receita Fixa (R$/ano)			Produto 2009-ER15 (MWh)
	2009	2010	2011		2009	2010	2011	
Bagaço de cana	23	26	35	60,75	31.712.233,59	35.836.133,54	48.244.640,47	4.415.040,00

Fonte: Aneel.

Tabela 6 – Leilão 001/2008 – Produto 2010-ER15 (MWh)

Combustível	Energia Contratada			ICE (R$/MWh) -Média	Receita Fixa (R$/ano)			Produto 2010-ER15 (MWh)
	2010	2011	2012		2010	2011	2012	
Bagaço de cana	302	389	513	60,75	412.238.905,49	530.053.897,32	698.934.655,00	64.473.600,00

Fonte: Aneel.

O segundo leilão ocorreu em 14 de dezembro de 2009, sob o edital Leilão 003/2009, com o es- copo de contratação exclusiva de energia proveniente de empreendimentos de fonte eólica. A entrega seria a partir de 1º de julho de 2012.

Tabela 7 – Leilão 003/2009

Total Negociado (MWh)*	132.015.960,00
Total Negociado (lotes)	753
Preço de Venda médio (R$/MWh)	148,39
Montante (R$)	19.590.109.531,20 *
Preço Marginal do Leilão (R$)	153,07

Fonte: Aneel. * Estimativa do montante negociado em MWh.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

O terceiro leilão, sob o edital 005/2010, foi realizado em 25 de agosto de 2010, e visava a contra- tação de PCHs e empreendimentos de geração a partir de fonte eólica e biomassa, com entrega para 2012 e 2013.

Tabela 8 – Leilão 05/2010 – Produto 2011

Produto 2011-BIO2015		
Energia Contratada (lotes)	Em 2011	561
	Em 2012	748
	Em 2013	748
Total Negociado (MWh)*		9.664.908,000
Total Negociado (lotes)		748
Preço de Venda médio (R$/MWh)		154,18
Montante (R$)		1.490.134.954,80
Preço Marginal do Leilão (R$/MWh):		154,40

Fonte: Aneel.

Tabela 9 – Leilão 05/2010 – Produto 2012

Produto 2012-BIO2015		
Energia Contratada (lotes)	Em 2012	242
	Em 2013	302
	Em 2014	314
Total Negociado (MWh)*		4.052.376,000
Preço de Venda médio (R$/MWh)		145,17
Montante (R$)		589.108.248,00
Preço Marginal do Leilão (R$/MWh):		145,48

Fonte: Aneel.

SF/17958.78212-03

Tabela 10 – Leilão 05/2010 – Produto 2013

Produto 2013	
Total Negociado (MWh)*	58.311.033,600
Preço de Venda médio (R$/MWh)	125,07
Montante (R$)	7.292.807.225,64
Preço Marginal do Leilão (R$/MWh):	134,90
Garantia Física (MWmédio)	388,70
Potência (MW)	801,70

Fonte: Aneel.

O quarto leilão ocorreu em 18 de agosto de 2011, sob o edital Leilão 003/2011, objetivava a contratação de energia de novos empreendimentos de geração a partir das fontes biomassa ou eólica[20], foi cancelado pela Portaria MME nº 603, de 29 de novembro de 2012:

O quinto leilão de energia de reserva, que ocorreu no dia 23 de agosto de 2013, sob o edital Leilão 005/2013, objetivava a contratação de energia de reserva proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de fonte eólica, e teve o seguinte resultado:

Tabela 11 – Total Geral – Edital 05/2013

Total Geral			
Potência (MW): 1.505,200	**Preço Médio (R$/MWh):** 110,51	**Total (MWh):** 118.428.660,000	**Montante (R$):**
Garantia Física (MWmédio): 700,700	**Lotes Contratados:** 6.755		

Fonte: Aneel.

O sexto leilão, sob o edital 008/2014, ocorreu no dia 31 de outubro de 2014, se destinando à contratação de energia de reserva proveniente de empreendimentos de geração a partir de fontes solar

[20] http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultado_4LER.pdf

SF/17958.78212-03

fotovoltaica, eólica e biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, e lodos de estações de tratamento de esgoto, para início de suprimento em 1º de outubro de 2017:

Tabela 12 – Leilão 08/2014

Total Geral			
Potência (MW): 1.658,76	**Preço Médio (R$/ MWh):** 169,82	**Total (MWh):** 93.848.796,000	**Montante (R$):** 15.937.064.344,44
Garantia Física (MWmédio): 535,700	**Lotes Contratados:** 5.353		

Fonte: Aneel.

O sétimo leilão, sob o edital Leilão 11/2015, foi realizado no dia 03 de julho de 2015, e teve como objetivo a contratação de energia de reserva proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, inclusive combinado. Obteve o seguinte resultado:

Tabela 13 – Leilão 11/2015

Total Geral			
Potência (MW): 0	**Preço Médio (R$/MWh):** 0	**Total (MWh):** 0	**Montante (R$):** 0
Garantia Física (MWmédio): 0	**Lotes Contratados:** 0		

Fonte: Aneel.

O oitavo leilão, sob o edital Leilão 008/2015 foi realizado no dia 28 de agosto de 2015, para a contratação de energia de reserva proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de fonte solar. Obteve o seguinte resultado:

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

Tabela 14 – Edital 008/2015

Total Geral			
Potência (MW): 833,802	**Preço Médio (R$/ MWh):** 301,79	**Total (MWh):** 40.586.580,00	**Montante (R$):** 12.248.794.739,88
Garantia Física (MWmédio): 232,90	**Lotes Contratados:** 2.315		

Fonte: Aneel.

O nono leilão, sob o edital Leilão 009/2015, objetivava Contratação de energia elétrica prove- niente de novos empreendimentos de geração, a partir das Fontes Solar Fotovoltaica e Eólica, com início de suprimento em 1º de novembro de 2018, obtendo o resultado conforme tabela:

Tabela 15 – Edital 009/2015

Total Geral					
Potência (MW): 1.477,540		**Preço Médio (R$/MWh):** 249,00	**Total (MWh):** 89.045.028,000		**Montante (R$):** 22.171.906.213,92
Garantia Física (MWmédio): 530,800		**Potência C.C. (MWp):** 1.115,889	**Lotes Contratados:** 5.079		**Lote de Energia:** 0,1 Mwmédio

Fonte: Aneel.

O décimo leilão, sob o edital Leilão 003/2016 foi realizado no dia 23 de setembro de 2016, e teve como objeto a contratação de energia de reserva proveniente de empreendimentos de geração a partir de fonte hidrelétrica, com início de suprimento em 1º de março de 2020. Obteve o seguinte resultado:

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

Tabela 16 – Edital 003/2016

Total Geral				
Potência (MW): 180,324	**Preço Médio (R$/ MWh):** 227,02	**Total (MWh):** 25.087.147,200	**Montante (R$):** 5.695.322.524,37	
Garantia Física (MWmédio): 107,330	**Lotes Contratados:** 9.540	**Lote de energia:** 0,01 Mwmédio		

Fonte: Aneel.

Conforme dispõe o documento elaborado pela EPE "Nota Técnica EPE 031/2016- Leilões de Energia de Reserva – Metodologia de Contabilização de Produção de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas"[21], de 23 de março de 2016, identificou-se, por ocasião do 1º Leilão de Energia de Reserva de 2016, a importância de se buscar de um mecanismo alternativo para a mitigação do risco hidrológico de PCH e CGH no âmbito de uma contratação de energia de reserva. O novo mecanismo deveria fundar-se nos seguintes requisitos: *1)* redução do risco dos geradores em relação à produção do montante anual de energia comprometido pelo CER; *2)* contribuição para a redução do preço da energia contratada no leilão de reserva, como consequência da atenuação de tais riscos e da maior previsibilidade de receita para o gerador; *3)* incentivo econômico ao empreendedor para contratar um montante anual de energia próximo à sua geração esperada.

A nova metodologia estabelece pagamento diferenciado para a produção acima da energia contratada e penalização para a produção abaixo da energia contratada, considerando margens de tolerância para a produção a maior e a menor, em relação à energia contratada. A contabilização da produção média anual é instrumento de mitigação da incerteza da receita da venda da energia, compensando-se interanualmente os desvios negativos e positivos dentro de uma margem de segurança, com liquidação quinquenal. Assim, a energia contratada deve ser paga em parcelas mensais iguais, onde o pagamento mensal pela energia contratada (Rc) é o preço contratado (Pc) multiplicado pela obrigação contratada de produção anual, em MWh(C), dividido pelos 12 meses.

A energia contratada no décimo leilão foi destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e o certame resultou na contratação de 95,4 MWmédios (9.540 lotes de 0,01 MWmédios) para atendimento dos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

[21]<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20de%20Energia%20de%20Reserva%202016/EPE-DEE-031-2016-r0.pdf>.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

O décimo primeiro leilão de reserva, aprovado pela Resolução nº 2.170, de 2016, constante do edital do leilão 004/2016 (2º LER de 2016), tem por escopo a contratação de energia de reserva proveniente de fontes fotovoltaica e eólica, com início de suprimento em 1º de julho de 2019. Tal leilão tem como data prevista de realização 19 de dezembro de 2016.

Verifica-se que os leilões de reserva tiveram como objeto a contratação de fontes eólicas, foto-voltaicas, biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, e lodos de estações de tratamento de esgoto.

Conforme as tabelas acima apresentadas, os preços médios contratados foram os apresentados no gráfico a seguir:

Fonte: Aneel.

SF/17958.78212-03

3.5. Debate e Avaliação das Políticas Públicas de Implantação de Energias Alternativas e Renováveis no Brasil

A última audiência pública promovida por esta Comissão de Serviços de Infraestrutura, em 2016, teve o propósito de debater a necessidade de alterações no modelo de geração de energia elé- trica. Nesta ocasião, buscou-se dos convidados sugestões metodológicas e estratégicas para melhorar a composição da matriz elétrica brasileira, mediante uma maior inserção das fontes alternativas e renováveis.

Conforme salientado pelo representante da Abraceel, o modelo de financiamento da expansão da geração no Brasil não é eficiente em face da concepção do modelo comercial empregado, seja na geração convencional, seja nas fontes incentivadas de energias renováveis. O objeto do modelo deve ser levar eficiência para o consumidor, afim de que usufrua energia ao menor preço possível.

O diagnóstico aponta para a presença de dificuldades na expansão, acarretados por problemas regulatórios e problemas conjunturais advindos da hidrologia desfavorável. Ainda, o problema mais complexo se originou na Medida Provisória nº 579, devido à falta de tratamento isonômico dos consumidores na repartição do benefício econômico das usinas amortizadas, e à alocação do risco hidro- lógico ao consumidor, ou seja, a quem não pode gerenciá-lo.

Ainda, aduz que, nos dois mercados, regulado e livre, as tarifas têm aumentado substancial- mente por erros de contratação de energia, o que impacta a tarifa para os próximos anos. No ano de 2014, quando houve a grave crise hídrica no país, deveria ter havido um aumento a tarifa, mas o que ocorreu foi a contratação de empréstimo por meio das distribuidoras, que será pago pelo consumidor a partir desse ano.

Portanto, o cenário atual no mercado regulado é de preços altos para o consumidor como resul- tado do sinal econômico incorreto. Já no ambiente de contratação livre, por erro da Medida Provisória nº 579, foram tentadas diversas outras medidas pontuais de alocação de riscos para os comercializadores de energia, o que também pressionou os preços nesse ambiente de contratação.

Entende que há uma série de insatisfações que estão sendo judicializadas, o que impede a liquidação da compra e venda de energia no âmbito da CCEE. Tal processo é complexo e o Governo tem feito um esforço muito grande para solucionar essas insatisfações, o que é uma condição *sine qua non* para a melhoria do ambiente de negócio e da credibilidade do setor, com consequente atração de capitais

SF/17958.78212-03

tanto para a geração incentivada como também para a geração convencional. Assim, a Medida Provisória nº–579 acarretou problemas nos leilões, no mercado, na operação do sistema, e gerou uma série de despachos chamados fora da ordem do mérito, o que levou à insatisfação dos agentes e a um processo de judicialização.

Concluiu pela necessidade de revisão do modelo comercial do setor, tendo-se em vista que o setor tem um excessivo número de ativos à venda. Defendeu também um novo modelo de financia- mento. A despeito do empenho do atual governo em viabilizar investimentos para o setor de infraestrutura, em geral, e para o setor de energia, em particular, há necessidade de atribuir independência verdadeira à agência reguladora.

Reconhecendo o papel das distribuidoras na transição pela qual o setor está certamente passando, concorda em atribuir ao autoprodutor o papel da venda de energia, devendo-se, contudo, desenvolver um arranjo institucional que inclua a distribuidora no pacote de benefícios que possibilite o gerenciamento do processo, porque, fisicamente, é ela a gestora. Assim, o autoprodutor gera sua energia e coloca na rede o que sobra. Quem gerência de fato é a distribuidora, que deveria ser remunerado por tal atividade.

Segundo a Secretaria de Planejamento Energético do Ministério de Minas e Energia, os pilares do planejamento são a segurança no abastecimento – levar energia com confiabilidade para todos –; a modicidade tarifária, a um preço que todos possam pagar, dentro de uma lógica; e a universalização, a energia para todos. Diante desses três princípios, deve-se conjugar todas as vocações de cada uma das fontes que há no Brasil, de modo a atender todas as necessidades do País com uma única fonte, ou com uma combinação de qualquer uma das fontes escolhida. O problema é quando a energia não é o suficiente na curva de demanda solicitada ao sistema, o que exige uma conjugação de esforços que não é trivial.

Apontou que, colocando-se painéis fotovoltaicos em cerca de mil quilômetros quadrados de área, atender-se-íam as necessidades do Brasil. No entanto, a questão é que só há sol durante o dia; energia eólica, só há quando venta. Então, para atender à carga que está presente 24 horas, à noite e quando não venta, tem que se criar uma estratégia para aproveitar melhor onde estão localizadas essas fontes. Nesse sentido, o Sistema Interligado Nacional escoa energia excedente de uma área do País para outras áreas com falta de energia. O Ministério precisa continuar a avaliar como e onde começar a gerar e começar a conectar.

O planejamento do setor, indicou que atualmente há uma mudança de um modelo hidrotérmico para um modelo de energia de várias fontes. Na lógica anterior, que vigia até poucos anos atrás, havia grandes hidrelétricas e termelétricas para compensar qualquer variação, qualquer sazonalidade das chuvas. Esse modelo já mudou há algum tempo. Sete anos atrás, quando as eólicas começaram a entrar mais pesadamente, ou dez anos atrás, quando a biomassa começou a entrar de forma mais significativa na

SF/17958.78212-03

matriz, esse modelo mudou. O novo modelo tem características diferentes, só que o planejamento não necessariamente se adequou em sua totalidade.

Assim, a geração eólica, apesar de sua intermitência, de sua sazonalidade, já responde por 6% da matriz elétrica nacional. Na Região Nordeste, em alguns momentos, chegou a representar 45% da energia produzida, sendo que esse avanço tem proporcionado grandes ganhos energéticos para o País e a redução de custos também.

Nessa transição do modelo hidrotérmico para um com uma combinação de fontes, não há necessariamente a curva de produção almejada, o que gera alguns desafios. O principal deles é estabelecer o despacho ótimo dessas fontes. Tal despacho passa pela capacidade de armazenamento de energia, antes assegurado pela lógica original da existência de reservatórios em nossas hidrelétricas, o que não é mais possível. Outro problema: o regime irregular de chuvas tem feito com que os reservatórios não acumulem a quantidade de água desejada, e, devido a uma operação priorizada de forma inadequada, esses reservatórios passaram a ter uma deflexão maior ainda. Há uma dificuldade de armazenamento na atualidade, fazendo com que os reservatórios não tenham mais capacidade de armazenamento plurianual.

Diante de tal realidade, há uma tendência de queda gradual na capacidade de armazenamento. Nesse espeque, a solução demanda a recomposição dos reservatórios das hidrelétricas e/ou construir novos reservatórios, o que gera problemas ambientais que necessitam ser superados sem demora.

Sob o ponto de vista do meio ambiente, a construção de novos reservatórios é algo indesejável, e para recuperar os reservatórios existentes, haveria a necessidade de despachar outras fontes de energia, e isso, necessariamente, passaria por térmicas, o que aumentaria as emissões, e iria de encontro com os compromissos assumidos no Acordo de Paris, na COP-21, de redução em 25% das emissões do País e aumentar de 28% para 33% a participação de fontes energéticas renováveis, não hídricas, de grande porte. Logo, a recuperação dos reservatórios é um grande desafio.

O despacho de renováveis adequadamente, o armazenamento e a tecnologia demanda investi- mentos em tecnologia de controle, o que gera uma necessidade de remuneração o que prejudicaria a modicidade tarifária. Consequentemente, deve-se pensar em uma regulação que remunere tais investimentos. Tal aspecto poderá ser explorado dentro do P&D estratégico em uma operação em parceria de todo o setor. Ainda, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA)[22], há várias tecnologias de armazenagem de energia em várias fases de desenvolvimento, sendo as tecnologias de baterias as mais maduras. Essas tecnologias já existem no País em caráter experimental e, no exterior, em caráter operacional. Por exemplo, na Califórnia, praticamente em todos os novos parques eólicos,

[22]<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergystorage.pdf>.

SF/17958.78212-03

ao pé de cada torre, há um contêiner de bateria de armazenamento, que regulariza o fornecimento, de modo a evitar a intermitência. No entanto, tal tecnologia é cara. Com a escala, isso tende a baixar de preço, mas, nos primeiros anos, essa tecnologia certamente trará impacto.

Outra situação é aumentar a energia de coinércia, a energia na base, tendo-se em vista que o planejamento é decisão técnica, e a partir dessas competências, dessas especificidades e dessas vocações de cada uma das fontes, deve-se identificar, diante do todo, qual a melhor solução, qual a melhor composição para o sistema.

No que tange a harmonização de diferentes fontes dentro do sistema, tem-se identificado o perfil de cada um dos perfis de geração para conjugação e equilíbrio das mesmas. Contundo, apresentou-se como dificuldade principal a necessidade de grandes investimentos, principalmente na transmissão. Os modelos de contratação estão sendo revistos para permitir que haja sucesso no leilão do ano cor- rente. A área de transmissão apresentou limitação da transmissão que inviabilizou a participação de todos os agentes que tinham condição de gerar energia para o próximo leilão. Então, foram cortados praticamente todos os empreendimentos da Bahia, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, eólicos e solares, assim, há necessidade de investimentos em transmissão, o que pode ser identificado como um entrave.

A respeito do custo adequado e da modicidade tarifária, o Ministério apontou que a Empresa de Planejamento Energético (EPE) tem preocupação em obter o preço adequado, aquele que permite a melhor opção técnica e exploração ótima dos recursos disponíveis.

Quanto ao modelo de comercialização, a lógica atual é a de Plano Plurianual (PPA) de longo prazo, sendo necessária a revisão do modelo, dos contratos de mais curto prazo, principalmente no mercado livre. Entendem que há necessidade de maiores debates sobre novos modelos de contratação, num modelo de negócios que viabilize a sustentabilidade econômica e que sejam aderentes às necessidades do planejamento energético.

Em relação a micro e minigeração solar, aduz que não há indústria nacional, sendo uma fonte cara, e que não há necessidade de tal energia no curto prazo, devendo ser postergados os investimentos em tal fonte. Quanto à venda de energia da geração distribuída, há um aspecto a ser considerado: a dificuldade no planejamento em face da imprevisibilidade da disponibilidade de energia no curto prazo, considerando-se que cada autoprodutor comercializa energia na quantidade que ele demanda. No curtíssimo prazo, haveria impacto no planejamento da comercialização.

A União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA), por intermédio de seu representante, expôs a situação da bioeletricidade, energia gerada através da biomassa no setor sucroenergético, apontando que a importância como energia primária a cada tonelada de cana-de-açúcar, ou seja, cada tonelada de cana em quilocal equivale, pelo menos teoricamente, do ponto de vista energético, 1,2 barril de

SF/17958.78212-03

petróleo.

Tal energia primária, oriunda do bagaço e da palha têm quase que o mesmo potencial do caldo da cana, de onde extrai-se o açúcar e o etanol. Ilustrativamente, expõe que, só na última safra, de 670 milhões de toneladas de cana processadas no Brasil, gerou-se o potencial em energia primária de mais de duas vezes a produção atual do pré-sal. A biomassa é a segunda fonte mais importante na matriz de energia, desde o ano de 2007, perdendo apenas para petróleo e derivados, o que mostra a importância estratégica para a economia nacional e para a matriz de energia brasileira.

Esclareceu que o setor é autossuficiente durante a safra, e tem um grande potencial a ser aproveitado, pois apenas 175 unidades exportam excedentes; ao passo que a outra metade, que é a autoprodução, poderia, com o mesmo bagaço, a mesma palha que já existe no canavial, passar a exportar mais energia para a rede, ofertando para o Sistema Interligado Nacional. Em 2015, foram exportados para o sistema interligado 20 terawatt-hora, visando atender, durante o ano inteiro, mais de 10 milhões de residências e evitando as emissões de mais de 8 milhões de toneladas de CO^2.

Como indústria de bens de capital 100% brasileira, é uma grande geradora de emprego direto: quase 200 mil empregos diretos. No que diz respeito à geração distribuída, local, cerca de 90% da produção de cana está concentrada na região Centro-Sul, o submercado Sudeste e Centro-Oeste do País, onde há cerca de 70% da geração e a carga representa em torno de 60%. A oferta da biomassa atende à demanda da distribuidora e alivia a sua carga.

No que diz respeito ao acordo de Paris até 2030, a biomassa deve ter um aumento de produção para a rede na ordem de mais de 300%, o que torna o ano de 2017 propício para uma política setorial para a biomassa e para o etanol.

A ABEEólica informou que, em 2016, a instalação de energia eólica ficou na nona posição mundial, ultrapassando a Itália; em 2015, tinha ficado na décima posição. Ainda em 2015, o Brasil foi o quarto País a mais investir em energia eólica, e, no corrente ano, ficou entre os cinco, seis países que mais instalaram parques eólicos. Desde 2009 e no decorrer dos anos, foram contratados cerca de 33, quase 34GW, 15GW em todos os leilões realizados de energia nova, ficando entre os cinco países que mais instalam energia eólica no mundo.

A entidade esclareceu que, desde 2015, houve uma baixa contratação, e, em 2016 não se atingiu a meta anual de contratação de cerca de 2GW, principalmente em função da situação que o Brasil vive, de redução de consumo. Neste ano, houve estagnação, e no ano que vem, há uma previsão de estabilização, mas com crescimento de demanda baixo.

Diante de tal curva de crescimento da energia eólica, no decorrer dos anos até 2020, e em função da contratação já realizada, apontou para a possibilidade de haver a instalação de cerca de 11GW no ano

SF/17958.78212-03

de 2016 e a previsão de chegarmos próximos dos 18GW em 2020.

Aponta para o encolhimento da demanda de aerogerados, produzidos por seis fabricantes de aerogeradores instalados no país com capacidade de produção de quase 4GW por ano, mas sem pedidos a partir de 2018, o que impactará a indústria nacional de aerogeradores e dos subfornecedores que, desde janeiro de 2013, junto com o novo Finame do BNDES, tem instalado novas fábricas para atender essa cadeia produtiva.

Os parques eólicos estão localizados principalmente na Região Nordeste, em função dos ventos, junto com a Região Sul. Segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG)[23], a geração eólica ocupa cerca de 7% da matriz elétrica, mas com capacidade de expansão. A penetração da sua participação na carga da energia no Nordeste foi abastecido em 71% por energia eólica, no dia 2 de outubro, às 8h da manhã. No Brasil, no sistema interligado, 15% de todo o sistema interligado, no dia 2 de outubro, às 7h da manhã, foi atendido por energia eólica.

Segundo a ABEEólica, os grandes desafios para a indústria eólica são: o crescimento e a manutenção da geração eólica no Brasil, o financiamento, o sistema de transmissão e o mercado livre de energia elétrica. Ainda, o código de rede do Brasil para aerogeradores é um dos mais rígidos do mundo. Para se colocar um aerogerador no sistema, as características técnicas exigidas hoje são as mais rígidas do mundo, sendo benéfica a revisão de tais critérios.

[23] <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm em 21/02/2017>

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

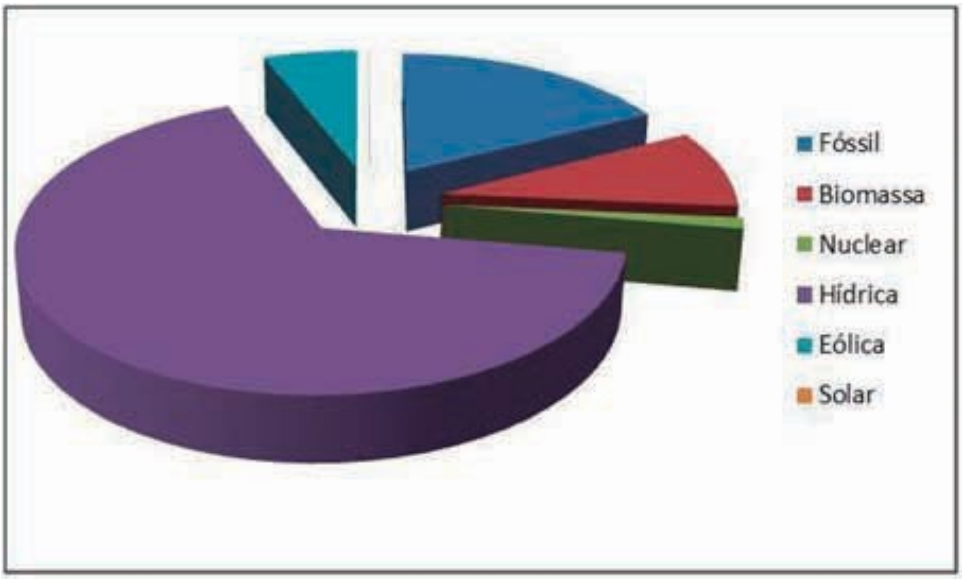
SF/17958.78212-03

4. DIAGNÓSTICO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS

Depreende-se das audiências, que o planejamento energético tem levado em consideração as questões ambientais e sociais mais amplas, bem como procurado diversificar a matriz, com a inclusão das fontes renováveis.

As políticas aqui avaliadas tiveram um impacto significativo na expansão das energias renováveis. O quadro abaixo indica um crescimento da participação de outras fontes além da UHE na matriz elétrica, o que indica uma maior diversificação de fontes na matriz. Constata-se, no entanto, que o País avançou de forma muito tímida, sobretudo tendo em vista o rico potencial existente.

Figura 1 – Evolução da Matriz Elétrica



Fonte: ABRAPCH – audiência pública na CI, em 15 de setembro de 2016.

Cada fonte tem suas vantagens e desvantagens. Umas são intermitentes, mas ambientalmente mais limpas; outras são sazonais, mas permitem maior flexibilidade na geração; outras têm maior impacto ambiental mas permitem o armazenamento da energia. Portanto, o melhor para o pais é uma matriz que

SF/17958.78212-03

reconheça a complementariedade das diversas fontes e integre as vantagens de cada uma.

As queixas dos diversos setores têm alguns pontos em comum:

1. falta de constância nas políticas. Há momentos em que se cria um ambiente favorável, com incentivos, financiamentos e outros estímulos e, depois, há retrocesso na política. É notório que todos os setores precisam de estabilidade de regras e segurança. Para setores que desejam construir uma cadeia produtiva nacional, isso é um desastre, pois desarticula as industrias existentes e afasta futuros investidores. É necessário, portanto, política setorial estimulante, clara e de longo prazo;

2. a falta de segurança em relação a futuros leilões para o mercado regulado, com preços remuneradores;

3. incertezas em relação a financiamentos, inclusive para compra e modernização de equipamentos;

4. problemas de conexão das novas usinas às redes elétricas. Há uma preocupante defasagem entre o cronograma de geração e de transmissão para algumas fontes, notadamente a eólica. No caso da energia solar fotovoltaica, há inúmeros casos de incapacidade da rede de distribuição de absorver a nova geração. É preciso encontrar soluções estruturadas de médio e longo prazo que efetivamente mitiguem a dificuldade de conexão à rede de transmissão e distribuição. Reconhece-se a dificuldade de investir em infraestrutura em um cenário em que o consumidor não tem renda para arcar com os custos e o Tesouro tem dificuldade para conseguir os recursos para investir. Nessas circunstâncias, um planejamento criterioso é especialmente imprescindível;

5. demora na regulamentação das Leis nº 13.203, de 2015, e nº 13.299, de 2016, que tratam do desconto nas tarifas de uso do sistema de transporte (TUSD e TUST).

Com relação ao planejamento, apresentam-se vários desafios para o futuro:

O MME anuncia que está preparando um novo modelo de planejamento. O objetivo é o de implantar um planejamento integrado da expansão e também da operação, com vistas a ganhos sistêmicos e a inserção crescente das fontes eólica, solar, biomassa e PCH. O Ministério não chegou a adiantar informações a respeito do novo modelo.

O Brasil tem apresentado uma evolução muito favorável na produção de energia eólica em terra. Para o futuro, o desafio é fazer um melhor aproveitamento o potencial da nossa plataforma continental imensa. Até o momento, não se está fazendo a captação marítima, *offshore*, da energia eólica.

SF/17958.78212-03

O potencial da geração híbrida está ainda muito pouco desenvolvido. Sabe-se que já existem iniciativas híbridas de parque eólico e solar que foram implantadas sem uma modelagem regulatória específica, ou seja, os parques eólico-solares foram viabilizados de forma separada (diferentes outorgas e procedimentos). Na prática, só são considerados como empreendimentos híbridos por conta da proximidade geográfica e o compartilhamento das instalações de transmissão. Um aproveitamento mais amplo desse tipo de potencial, com usinas verdadeiramente integradas, requer uma regulamentação que explicite exigências e benefícios. Sem isso, o empreendedor não terá a segurança necessária para investir em uma área ainda pouco conhecida.

Não há ainda uma legislação que verse sobre a geração híbrida no Brasil. O que existe até o momento são iniciativas em forma de projetos habilitados ou em fase de habilitação no programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico (P&D), e a Aneel está analisando as possibilidades. A ABEEólica defende o estudo de uma legislação específica para parques híbridos pois a fonte eólica tem complementariedade comprovada com diversas outras fontes. No caso da eólica e solar, por exemplo, em determinadas localidades como no interior da Bahia, há geração solar durante o dia e ventos fortes durante a noite; portanto a instalação conjunta destas fontes numa mesma área é viável e resultaria em maior geração, maior rentabilidade e melhor aproveitamento do sistema de transmissão.

Usinas que aproveitem os resíduos sólidos também são incipientes, apesar de já existirem estímulos para esse aproveitamento. Seria importante encontrar uma forma de promover um maior diálogo entre o setor de energia, meio ambiente e desenvolvimento urbano. O fato de projetos dessa natureza envolverem mais de um Ministério, a saber, Minas e Energia, Meio Ambiente, e Cidades, cada um com seus procedimentos e critérios, dificulta a implantação das usinas alimentadas por resíduos sólidos. Essa mesma dificuldade é sentida por outros projetos que também estão sob a alçada de mais de um ministério.

Especificamente em relação à energia solar heliotérmica, o MME anunciou que houve, no final do ano passado, uma chamada do P&D estratégico da Aneel. Infelizmente, o número de projetos não foi tão grande, mas, ainda assim, espera-se, para os próximos meses, a contratação final desses projetos. O Ministério acredita que essa fonte tem um grande potencial, principalmente junto à indústria.

Para lidar com uma matriz em transformação, os modelos computacionais precisam estar em constante atualização e em condições de dar resposta às novas exigências dos agentes do setor. Se o perfil de geração assume outra forma, é necessária a boa representação dos diversos tipos de geração nos modelos computacionais que baseiam a operação do setor elétrico. Modelos capazes de melhor prever as intermitências e as sazonalidades permitirão uma gestão eficiente de falhas no sistema.

No que diz respeito ao Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), verifica-se que tinha como objetivo o atendimento de populações rurais em sistemas

SF/17958.78212-03

isolados, mas com atuação de modo coordenado com os municípios e estados. Seu objetivo acabou sendo absorvido pelo Programa Luz para Todos. No entanto, verifica-se que seu escopo era amplo, não tendo sido fornecidos pelos responsáveis do programa dados sob os aspectos de acompanhamento do programa, sua evolução no decorrer do tempo e sua avaliação.

Programas como o Luz para Todos isentaram seus consumidores beneficiados dos custos da expansão da rede e dos investimentos realizados para a universalização do acesso à energia elétrica. Ressalte-se que essa isenção diz respeito unicamente ao pagamento direto realizado pelo consumidor à empresa prestadora do serviço. Aquela empresa precisa ser, no entanto, compensada pelos investimentos na expansão da rede, sob pena de ver comprometido seu equilíbrio econômico-financeiro. Nesse sentido, entende-se que o custo final do programa é transferido para o consumidor final de energia, devendo-se sempre poder comparar os benefícios trazido para a sociedade com o custo efetivo do programa. Por essa razão, é recomendável que esses custos sejam cada vez mais transparentes.

Verifica-se na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, o reconhecimento do direito de acesso à energia por meio da universalização. Tal norma definiu que a universalização dos serviços públicos de energia elétrica deve ser realizada sem ônus de qualquer espécie ao solicitante, nos horizontes temporais estabelecidos pela Aneel.

No entanto, algumas condições devem ser atendidas para que haja o direito ao benefício. São estes: *1)* característica de enquadramento no Grupo B, excetuado o subgrupo iluminação pública; *2)* carga instalada na unidade consumidora de até 50kW; *3)* tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede primária de tensão inferior ou igual a 138kV; e *4)* o solicitante não seja atendido com energia elétrica pela distribuidora local.

Conforme dispõe a Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, da Aneel, as distribuidoras devem elaborar um Plano de Universalização que contenha uma definição do alcance da universalização de cada área de concessão. Tal resolução determina que a concessionária deverá alcançar a universalização em função do Índice de Atendimento (Ia) estimado com base nos dados do Censo IBGE, área de concessão e por município, tendo-se como ano máximo para universalização o ano de 2015.

As distribuidoras não universalizadas são a CEA, CELG-D, Celpa, Cemar, CER (Roraima), Coelba, Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Amazonas Energia, Eletrobras Distribuição Piaui, Energisa Mato Grosso (EMT), Energisa Mato Grosso do Sul (EMS), Energisa Tocantins (ETO). Segundo os dados apresentados pela Aneel, na área rural, 87 distribuidoras estão universalizadas e 14 distribuidoras continuam executando o seu Plano de Universalização.

Seria recomendável que fossem aprimorados os controles para o acompanhamento do processo de universalização, com vistas a uma maior transparência do processo de implantação, bem como maior controle pela população dos valores gastos. A sociedade deve poder estar em condições de julgar se

SF/17958.78212-03

convém continuar o programa ou encerrá-lo.

Quanto aos Leilões de Reserva, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece que o leilão de energia de reserva deve constituir uma reserva de capacidade de geração a fim de se assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Os custos dos Contratos de Energia de Reserva (CER) são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER). Logo, todos os usuários finais de energia elétrica devem ter acesso às informações necessárias para a análise da conveniência e eficácia dos leilões de energia de reserva para a assegurar a segurança energética.

Essa ferramenta dos leilões tem caráter extremamente intervencionista. O Estado (no caso, a União) determina os montantes a serem contratados como energia de reserva, os parâmetros técnicos e econômicos. O consumidor de energia elétrica não tem participação efetiva na sua implementação mas tem de arcar com os custos. Em face dessa característica, deveria ser utilizado apenas como instrumento de segurança energética, o que não ocorre efetivamente. Segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrica, a Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia apresentou proposta de realização de Leilão de Descontratação de Energia de Reserva porque, assim, haveria "maior transparência do planejamento e a melhora no fluxo de caixa dos consumidores no presente, ao deixarem de pagar por uma energia com custo desnecessário"[24].

O que se observa, na prática, é que os leilões de reserva têm sido usados como instrumento de inserção de fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional. A despeito de ser uma medida de diversificação da matriz energética, a sua utilização não está em acordo com a legislação que autoriza a realização de tal modalidade de leilão.

Verifica-se uma falta de constância na metodologia aplicada para o cálculo do investimento: ela sofre modificações ao longo do tempo. Ou seja, cada leilão possui sua metodologia própria, o que subtrai o critério de previsibilidade que deve permear as relações com o Estado, seja para a decisão de investimento nos negócios locais, seja para a fiscalização pelo administrado.

Entende-se que o planejamento do sistema é ato complexo, que deve considerar fontes de energia estáveis e seguras para compor a base do sistema, e que as fontes que vão compor o sistema de reserva devem ter a capacidade de serem acionadas no momento em que forem necessárias. Todos reconhecem que as fontes eólicas e fotovoltaicas têm como característica a sua intermitência, o que dificulta sua disponibilidade no momento exato em que houver a necessidade do sistema acioná-las.

[24]Fonte:<http://www.mme.gov.br/documents/10584/2139342/CMSE+-+Ata+da+176%C2%AA+Reuni%-C3%A3o+%28Ordin%C3%A1ria%29+%2811-01-2017%29.pdf/a965cf48-c3a3-4238-8eaf-f87cc99c6f37. Acessado em 21/02/2017>.

SF/17958.78212-03

Logo, a inserção de energias renováveis deve ser incentivada por outros meios, tendo-se em vista que os contratos firmados no ambiente do leilão de reserva são por disponibilidade, o que significa que nem toda a energia disponibilizada pelo gerador será necessariamente utilizada pelo sistema. Isso gera um custo que deve ser suportado pelo consumidor final e que impacta a tarifação da energia.

O modelo do setor elétrico necessita de ajustes. A distribuidora que investiu no fio para levar energia para todos os lugares dever receber compensação, quando um autoprodutor se utiliza da rede para venda de sua energia.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

5. RECOMENDAÇÕES

O ciclo de audiências públicas acima descritas teve como objetivo avaliar as políticas públicas na área de energias renováveis, ver se estavam sendo adequadas e quais os seus custos. Um de seus propósitos era o de apontar para um marco regulatório das energias alternativas e renováveis em nosso País.

Embora não se tenha cogitado de elaborar um marco regulatório para todo o setor, ficou claro a partir dos depoimentos que a racionalização do sistema exige o aperfeiçoamento do planejamento e da administração do setor. É preciso identificar a matriz que ofereça o melhor custo-benefício de longo prazo para o setor. Uma vez definida a matriz desejada, é preciso traçar a estratégia e formular políticas consistentes e estáveis.

Para definir a matriz mais adequada para o País, levando em conta os três pilares, da segurança energética, sustentabilidade econômica e ambiental, e modicidade tarifaria, é preciso, em primeiro lugar, reconhecer as vantagens e desvantagens de cada fonte e calcular o custo efetivo total de cada uma. Para isso, há que se levar em conta não somente os custos de geração, transmissão e distribuição, mas também os subsídios embutidos, os tributos, os impactos sociais e ambientais, e toda uma série de investimentos indiretos que acabam caindo no colo do consumidor.

Uma política eficaz é aquela que estimula a combinação mais eficiente das diversas fontes, cada uma contribuindo com o que tem de melhor, e competindo entre si em igualdade de condições. Nosso sistema só será verdadeiramente eficiente quando não houver estímulos ocultos e injustos a algumas fontes, em detrimento de outras.

Reconhece-se a necessidade de estímulos e, em particular, subsídios, às fontes renováveis que ainda não conseguem competir com as fontes já consolidadas. No entanto, esses estímulos devem ser transparentes, concedidos com parcimônia e, sobretudo, submetidos a uma reavaliação periódica. A atual prática de concessão de benefícios por tempo indeterminado significa frequentemente conceder benefícios a setores que não mais precisam deles.

Além disso, a forma como alguns subsídios são concedidos acaba gerando, inadvertidamente, situações injustas. É o caso, por exemplo, dos subsídios à energia solar. Como os custos de instalação de equipamentos solares são altos, somente os consumidores de renda mais alta conseguem utilizar a energia solar e usufruir dos subsídios. Os consumidores de renda mais baixa não têm alternativa senão comprar energia das distribuidoras, cujo preço é elevado, inclusive para cobrir o custo dos subsídios à energia solar e outras.

Como a energia elétrica é insumo fundamental e estratégico para o País, é também importante

SF/17958.78212-03

assegurar a sustentabilidade econômica do setor: não podemos ficar dependentes de importações ou de preços controlados por outras nações. Sendo assim, a política voltada para a disseminação das fontes renováveis precisa ter como um de seus objetivos a consolidação de uma cadeia produtiva nacional e a geração de empregos de qualidade. Os avanços obtidos na geração eólica, em termos de índices de nacionalização da produção, podem e devem ser promovidos nas outras fontes ainda muito dependentes de importações. No caso da geração solar, por exemplo, há que se superar os fatores limitantes representados pelos altos custos dos painéis fotovoltaicos, dos inversores e dos medidores bidimensionais.

O primeiro passo é valorizar aquelas fontes renováveis que já contam com uma cadeia produtiva doméstica de peso. É o caso das PCHs e da biomassa. O potencial brasileiro nesses dois setores é enorme e não deve ser relegado a segundo plano. O governo precisa apresentar e sustentar de forma consistente uma política setorial para as pequenas hidrelétricas e também para a biomassa. Sem essa segurança, os investimentos minguarão.

O segundo passo consiste em reconhecer os desafios enfrentados pelas novas cadeias produtivas, a saber, *i)* dificuldade de a indústria nacional atender as exigências de conteúdo nacional mínimo feitas pelo BNDES; *ii)* dificuldade de acesso a financiamento; e *iii)* demanda capaz de atrair investimentos. A política para o setor tem, necessariamente, de encontrar formas de superar esses desafios e assegurar uma forma de sustentar essa geração, mesmo em tempos de baixa demanda.

Além disso, é preciso ter uma visão estratégica de longo prazo. Há que se ter em conta que novas fontes de energia dependem de novas tecnologias, algumas ainda não disponíveis no País. Uma iniciativa importante está em trâmite nesta Casa: o Projeto de Lei do Senado nº 696, de 2015, que determina o uso obrigatório de recursos em pesquisa e desenvolvimento por empresas do setor elétrico em fontes alternativas, e o uso obrigatório de recursos em pesquisa e desenvolvimento pela Indústria do Petróleo em fontes alternativas, de autoria do Senador Cristovam Buarque, e que tive a oportunidade de ser o relator na Comissão de Ciência, Tecnologia, Inovação, Comunicação e Informática. Naquela oportunidade, apresentei emenda a fim de assegurar o incentivo a pesquisa na geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos e rurais, e apoiei o esforço da proposição no sentido estimular o investimento em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias voltadas a várias fontes renováveis de geração: eólica, solar, biomassa, pequenas centrais elétricas cogeração qualificada e maremotriz. Portanto, é uma medida indispensável a uma nação que deseja progredir mais firmemente, nos próximos anos, rumo ao desenvolvimento sustentável. Então é preciso priorizar a pesquisa.

Foi dito por mais de um especialista convidado para as audiências públicas que as políticas públicas para esse setor precisam ser formuladas com muita cautela. A MP nº 579, de 2012, por exemplo, desarticulou o setor e suas repercussões negativas se fazem sentir até hoje. O governo precisa dar sinalizações adequadas, claras e consistentes. Caso contrário, o Brasil pode perder a grande oportunidade de ingressar na fase de sustentabilidade de uma indústria que em curtíssimo prazo

SF/17958.78212-03

investiu em novas tecnologias, desenvolveu uma sofisticada cadeia produtiva, e trouxe consigo grandes benefícios econômicos e sociais.

Uma dessas sinalizações é o empenho em promover uma discussão ampla do modelo de energia elétrica no País. Os debates deixaram muito clara a necessidade de se repensar e modernizar diversas aspectos do modelo. Os consumidores vêm pleiteando maior liberdade, tanto para implantarem a geração distribuída e venderem seu excedente da energia, quanto para terem acesso ao mercado livre, que é justamente onde as fontes incentivadas ganharam mais espaço. Com a progressiva descentralização da geração, será imprescindível, por exemplo, reformar o modelo de comercialização e encontrar uma nova forma de remunerar as distribuidoras pelo uso de sua infraestrutura. Será necessário enfrentar o desafio dos investimentos em transmissão, sob pena de comprometer o potencial dos investimentos em geração. É importante, também, promover um consenso maior em torno da forma de tributação da energia gerada pelas fontes renováveis.

Outra sinalização importante diz respeito às formas e fontes de financiamento. Segundo diversos convidados, os procedimentos atuais estão esgotados e é imprescindível adotar um novo modelo, sob pena de travar os avanços.

O Governo Federal deve, também, empenhar-se na modernização do modelo e na implantação das redes inteligentes, sem as quais os avanços ficam irremediavelmente comprometidos. Há que se promover o aperfeiçoamento constante dos modelos computacionais, de modo a garantir que a oferta de energia proveniente de fontes variadas e muitas vezes sazonais ou intermitentes seja capaz de atender à demanda a cada instante. O despacho ótimo das fontes depende das formas disponíveis de armazenamento de energia, outro grande desafio para as políticas públicas.

Outro papel fundamental do Estado deve ser o de procurar aperfeiçoar a legislação que regulamenta o setor. Isso significa, em primeiro lugar, racionalizar e simplificar procedimentos ao máximo, com vistas a reduzir custos desnecessários. O setor de geração eólica, por exemplo, pleiteia a revisão do código de rede para aerogeradores, considerado um dos mais rígidos do mundo.

Implica também ter um olhar voltado para o futuro e antecipar-se às necessidades do setor. Só para citar dois exemplos que foram mencionados no decorrer das audiências, seria muito bem-vinda uma regulamentação da geração de energia eólica na plataforma continental e da geração híbrida.

Sabe-se que regras claras e confiáveis são poderoso estímulo aos investimentos e têm o grande mérito de não implicar despesa adicional para o Estado.

Há também a necessidade de reavaliar e melhor controlar o processo de universalização da oferta de energia. A Lei nº10.438, de 26 de abril de 2002, prevê o atendimento, pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, de metas de universalização de

SF/17958.78212-03

energia fixados pela Aneel, a serem publicadas anualmente. No entanto, no seu sítio na rede mundial de computadores, a Aneel apresenta números genéricos e sem a especificação dos dados requeridos pela Lei. Não há transparência no processo e, além disso, identificou-se que ficou a cargo das distribuidoras a elaboração dos Planos de Universalização[25]. No que diz respeito ao Prodeem e ao Programa Luz para Todos, constatou-se que não há transparência no atendimento das metas e nos custos para o consumidor.

A distribuição de energia requer mais investimentos por parte das distribuidoras em locais com as características apontadas pelo programa. Os consumidores alvo geralmente estão distantes das redes já construídas e mais dispersos, configurando região com baixa densidade de carga. Como não há ganhos de escala, a tendência da expansão da rede é desaguar em um aumento insustentável das tarifas para a obtenção do retorno financeiro à concessionária. Sendo assim, as autoridades responsáveis pela regulação do setor precisam encontrar uma alternativa para promover a justiça distributiva.

Assim, deve-se equacionar de forma clara o impacto econômico nas tarifas e a inclusão dos consumidores que são público-alvo do programa, face à necessidade de universalização do serviço público de energia e à sustentabilidade tarifária.

No que tange à metodologia dos leilões de reserva de energia, verifica-se a necessidade de dar maior transparência para cálculo da energia necessária para o atendimento da demanda total da população que não será atendida pelas fontes de energia disponíveis, para que se justifique a contratação de uma energia que não necessariamente será utilizada e para que se possa verificar o custo efetivo de tal disponibilidade. Ainda, os leilões não constituem instrumento adequado para a diversificação de fontes de energia no sistema, devendo apenas ser utilizado para a complementação do fornecimento para assegurar a segurança do sistema elétrico face a inteligência da legislação que o regulamenta.

Conclui-se que, nos últimos anos, houve a predominância da fonte eólica para a realização de leilões de reserva, em detrimento das outras fontes (PCH, biomassa e solar). Logo, há necessidade de se revisitar os critérios estabelecidos para a política de diversificação energética, a fim de identificar a economicidade e real ganho para a predominância na contratação da fonte eólica em detrimento da PCH, biomassa e solar, bem como o método de definição dos montantes de cada fonte alternativa e renovável para o período de médio e longo prazo via leilões de reserva.

Verifica-se também que a participação da população é cada vez mais presente, devendo ser incentivada e facilitada. Nesse sentido, a prática de atos pela administração pública norteia-se pelo princípio da publicidade a fim de que possa haver o controle social. Portanto, todas as informações necessitam estar disponíveis de modo transparente e claro, o que fomentará maiores debates e melhor

[25] Fonte: <http://www.aneel.gov.br/universalizacao>.

SF/17958.78212-03

desenvolvimento das nossas instituições. A população é destinatária do serviço público de energia, e é quem vive no dia a dia as dificuldades da falta do acesso a tal bem. Logo, deve ter participação nos modelos adotados pelo órgão regulador, e é na audiência pública que pode encontrar o instrumento para expressar o seu direito, exercendo influência, e garantindo o exercício da cidadania pela manifestação democrática.

O sistema deve apresentar segurança e quantificar claramente a real falta de energia ou, apenas, a necessidade de redirecionamento da energia produzida para as destinações finais adequadas; daí haver a necessidade de verificação do que vem a ser a energia de reserva e sua finalidade. A reserva é usada para garantir a segurança de suprimento, porque temos variações de hidrologia e o País é muito dependente da fonte hidrelétrica. Outro fator é o sinal de investimento para a cadeia produtiva. Nós construímos uma cadeia produtiva relevante, que é a cadeia de eólica, e essa cadeia precisa ser sustentada. O setor privado está muito disposto a investir, mas precisa do correto sinal de investimento.

A Comissão de Serviços de Infraestrutura tem se empenhado pela mudança da matriz elétrica brasileira, a fim de que o País possa gerar parte de sua eletricidade por meio de fontes renováveis, devendo ampliar seus esforços e suas apostas emprestando o máximo apoio ao aproveitamento racional da energia eólica e da energia solar fotovoltaica, da energia das pequenas centrais hidroelétricas, da energia da biomassa, das energias provenientes dos resíduos sólidos urbanos e rurais entre outros.

Em razão de toda a poluição gerada, acredita-se que a indústria do petróleo deve dar lugar a novos produtos livres de poluentes, no curso dos próximos anos. Este é o caso, por exemplo, dos carros elétricos, que, uma vez disseminados, irão tornar dispensável o automóvel abastecido apenas com combustíveis fósseis, para grande alívio das cidades em todos os Continentes. O passado tem nos ensinado que os brasileiros são capazes de profundas transformações na proteção à natureza. O etanol, por exemplo, é bem menos poluente que os combustíveis fósseis, e tem servido de alternativa para abastecer nossa frota automobilística, apesar dos inúmeros problemas enfrentados desde o Proálcool.

Ao concluirmos este ciclo de avaliação, queremos agradecer a contribuição de muitos de nossos convidados, que compartilharam valiosas sugestões metodológicas e estratégicas que podem melhorar a composição da matriz elétrica brasileira, mediante uma maior inserção das fontes alternativas e renováveis. Consideramos que o ciclo de avaliação levado a cabo por esta comissão foi um sucesso, pois nos permitiu identificar a necessidade de introduzir mudanças no sistema elétrico nacional. Lamentamos, no entanto, que o Ministério de Minas e Energia tenha deixado de responder a diversos de nossos questionamentos, deixando algumas lacunas na nossa compreensão das políticas públicas que estão sendo gestadas para o setor.

Com um novo modelo de geração de energia elétrica, reduziremos as ameaças ao meio ambiente e contribuiremos significativamente para um Planeta ambientalmente sustentável. Por este resultado, a Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado irá lutar, ao lado e em favor da sociedade brasileira.

SENADO FEDERAL
Gabinete do Senador HÉLIO JOSÉ

SF/17958.78212-03

Sala da Comissão, 12 de abril de 2017

Senador Eduardo Braga, Presidente

Senador Hélio José, Relator

Relatório de Registro de Presença

CI, 25/04/2017 às 09h - 6ª, Extraordinária

Comissão de Serviços de Infraestrutura

PMDB			
TITULARES		**SUPLENTES**	
RENAN CALHEIROS		1. HÉLIO JOSÉ	PRESENTE
EDUARDO BRAGA	PRESENTE	2. KÁTIA ABREU	PRESENTE
ROMERO JUCÁ		3. ROSE DE FREITAS	
ELMANO FÉRRER	PRESENTE	4. JADER BARBALHO	
RAIMUNDO LIRA		5. VALDIR RAUPP	PRESENTE

Bloco Parlamentar da Resistência Democrática(PDT, PT)			
TITULARES		**SUPLENTES**	
ANGELA PORTELA		1. FÁTIMA BEZERRA	
JORGE VIANA	PRESENTE	2. GLEISI HOFFMANN	
JOSÉ PIMENTEL		3. HUMBERTO COSTA	
PAULO ROCHA	PRESENTE	4. LINDBERGH FARIAS	
ACIR GURGACZ	PRESENTE	5. REGINA SOUSA	

Bloco Social Democrata(PSDB, PV, DEM)			
TITULARES		**SUPLENTES**	
ATAÍDES OLIVEIRA		1. JOSÉ AGRIPINO	
RICARDO FERRAÇO		2. VAGO	
FLEXA RIBEIRO	PRESENTE	3. VAGO	
RONALDO CAIADO	PRESENTE	4. VAGO	

Bloco Parlamentar Democracia Progressista(PP, PSD)			
TITULARES		**SUPLENTES**	
OTTO ALENCAR		1. LASIER MARTINS	
WILDER MORAIS		2. IVO CASSOL	
ROBERTO MUNIZ	PRESENTE	3. GLADSON CAMELI	PRESENTE

Bloco Parlamentar Socialismo e Democracia(PPS, PSB, PCdoB, REDE)			
TITULARES		**SUPLENTES**	
VANESSA GRAZZIOTIN	PRESENTE	1. ANTONIO CARLOS VALADARES	
FERNANDO BEZERRA COELHO		2. VAGO	
VAGO		3. VAGO	

Bloco Moderador(PTB, PSC, PRB, PR, PTC)			
TITULARES		**SUPLENTES**	
WELLINGTON FAGUNDES	PRESENTE	1. ARMANDO MONTEIRO	
VICENTINHO ALVES	PRESENTE	2. TELMÁRIO MOTA	PRESENTE
PEDRO CHAVES	PRESENTE	3. MAGNO MALTA	

DECISÃO DA COMISSÃO

(RQI 16/2016)

A COMISSÃO APROVA O RELATÓRIO.

25 de Abril de 2017

Senador EDUARDO BRAGA

Presidente da Comissão de Serviços de Infraestrutura