

Sistema Brasileiro de *cap-and-trade* no Setor Elétrico

Osvaldo Soliano Pereira, Ph.D.
Tereza Mousinho Reis, Ph.D.
Maria das Graças Figueiredo, M.Sc.

Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro tem algumas peculiaridades que o distingue da maior parte daqueles de outros países. A principal delas é o fato de que o Brasil historicamente sempre teve uma matriz elétrica baseada no uso maciço da energia hidrelétrica, com valores de geração de energia superiores a 90%.

O modelo do setor instituído em 2004 criou para as distribuidoras de energia elétrica a figura de um comprador único e a comercialização de energia elétrica, realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. No primeiro, ACR, estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações (leilões), envolvendo as distribuidoras e os agentes vendedores, titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. Já no Ambiente de Contratação Livre, atuam os agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres em contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente negociados, não sendo permitida à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Com a implementação da sistemática de leilões, realizados três ou cinco anos antes da entrega, a energia nova contratada, a exceção dos três grandes projetos hidrelétricos (Jirau, Santo Antonio e Belo Monte), passou a ser eminentemente térmica, com repercussões nos níveis de emissões, para o período que se estende desde 2005, quando foram iniciados os leilões, até o comissionamento das plantas contratadas nos leilões mencionados.

Os últimos cenários traçados para o setor também não eram muito promissores. O penúltimo Plano Decenal de Energia Elétrica sinalizava para o ano de 2017, mais geração de energia elétrica com óleo diesel do que com energia eólica. Enquanto a participação da eólica sairia de 0,3% em 2008, para 0,9% em 2017, o óleo combustível passaria de 0,9% para 5,7%, multiplicando por seis sua participação, enquanto a eólica apenas triplicaria. Caso se efetivasse as previsões desse Plano, em 2017 o Brasil teria menos geração eólica do que a Índia tem hoje. Também o cenário ainda vigente para o PNE 2030 sinaliza uma maior participação de óleo do que das novas renováveis, fazendo saltar as emissões de 9 milhões de toneladas de CO₂ em 2005 para 11,5 em 2020. Vale ressaltar que de acordo com o PDE 2019 as emissões de CO₂ para o setor elétrico são bastante superiores ao que foi previsto no PNE 2030, sendo estimadas em 51 MtCO₂.

O resultado final destes cenários foi objeto de grandes críticas no meio acadêmico e mídia especializada na área de energia, findando por causar um grande constrangimento para as áreas ambientais e mesmo para o setor energético do governo federal. Ao final encontrou-se, no processo de licenciamento das hidrelétricas, um bode expiatório, sem, contudo, sinalizar uma solução definitiva. Num artigo publicado em A Folha de São Paulo (31/03/09), Rogério Cerqueira Leite chamou o resultado final destes quatro anos de leilão de “crime perfeito”, pois sistematicamente vinha-se imputando a predominância de

projetos termelétricos nos últimos leilões à demora e exigências dos órgãos ambientais no licenciamento das hidrelétricas os quais em nada se beneficiariam com o resultado final dos leilões.

O Relatório N° 40995-BR (2008) analisou detalhadamente a questão do licenciamento das hidrelétricas no Brasil, fazendo uma série de sugestões, que incluíam desde simples modificações nos processos administrativos, à regulamentação de dispositivos constitucionais e alterações em leis existentes. Entretanto, pouco se avançou nesta direção, além de um processo de aceleração de licenças, em alguns casos com atropelos no arcabouço vigente, que resultaram na aprovação do licenciamento dos grandes projetos estruturantes do Rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, e de Belo Monte.

Ainda em consulta pública, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDEE 2019), na sua versão preliminar, altera completamente o cenário traçado pelo PDEE 2017. Segundo este Plano, o setor deve crescer 5,3% ao ano entre 2010-2019, saltando de um consumo de 455,2 TWh no início do período, para 712 TWh no final do período, incluindo o consumo dos autoprodutores que somam quase 80 TWh.

O consumo de eletricidade na rede saltará, no Sistema Interligado Nacional – SIN, de 409 TWh para 631 TWh, no mesmo período, restando apenas 1,8 TWh nos Sistemas Isolados, basicamente sistemas em áreas remotas da Amazônia, alimentados primordialmente através de sistemas diesel de pequeno porte. A carga do SIN atingirá, ao final do período, 85.231 MWmed, com uma demanda instantânea de 109.385 MW.

Com relação à oferta, o Plano sinaliza que os novos leilões a serem realizados a partir de 2010 não contemplarão mais novos aproveitamentos termelétricos de fontes fósseis, o que, entretanto, parece inverossímil, diante do fato de que ainda não foi equacionada completamente a questão do licenciamento das hidrelétricas. Mesmo com este cenário, as emissões do setor elétrico saltariam de 26 MtCO₂e, em 2010, para 51 MtCO₂e, em 2019, sem contabilizar as emissões dos Sistemas Isolados. Este aumento significativo no nível de emissões, da ordem de 96% em uma década, elevará a participação do setor elétrico no total das emissões energéticas de 6% para 8%, o que, todavia, ainda se caracteriza como uma participação pequena no total de emissões do setor energético devido à queima de combustíveis fósseis nos transportes e no setor agropecuário/florestal.

A cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a operacionalização do sistema elétrico brasileiro se reveste de uma grande peculiaridade pelas características da própria matriz, na medida em que para se atingir o objetivo central de atender aos requisitos de energia elétrica do SIN, ao menor custo total de operação do sistema elétrico, faz-se uso da sistemática de despacho central por ordem de mérito de custo das usinas integrantes desse sistema.

O despacho hidrelétrico é realizado com base na disponibilidade de água nos reservatórios, respeitando uma curva de aversão ao risco predeterminada. Já o despacho das termelétricas, movidas a óleo combustível, óleo diesel, carvão e gás natural, é realizado com base no custo variável unitário (CVU) declarado para o ONS, com os intercâmbios entre os subsistemas limitados pela capacidade de transmissão existente. Complementarmente, existem algumas usinas térmicas inflexíveis, cujo despacho é realizado de forma obrigatória, independentemente do custo do despacho a elas associados.

Com este perfil peculiar de matriz elétrica, caracterizado por um potencial hidrelétrico remanescente significativo, um potencial eólico gigantesco, além de oportunidades de

utilização de biomassa (resíduos ou plantações dedicadas), e de eficiência energética e substituição de combustíveis mais emissores por gás natural, a proposição de um sistema de *cap-and-trade* pode ajudar a viabilizar o objetivo delineado no PDEE 2019 de não fazer crescer significativamente as emissões do setor elétrico, caso, o que é muito provável, o licenciamento das hidrelétricas não se materialize no horizonte deste plano.

Ao longo deste artigo será delineado o contexto atual do setor elétrico apresentando o cenário de geração previsto no PDEE 2019 e suas respectivas emissões, serão indicadas as oportunidades para implementação de projetos de redução de emissões de GEE, e analisados os possíveis benefícios e riscos para o Setor Elétrico decorrentes da implementação de um sistema de *cap-and-trade* associado à adoção de restrições setoriais às emissões.

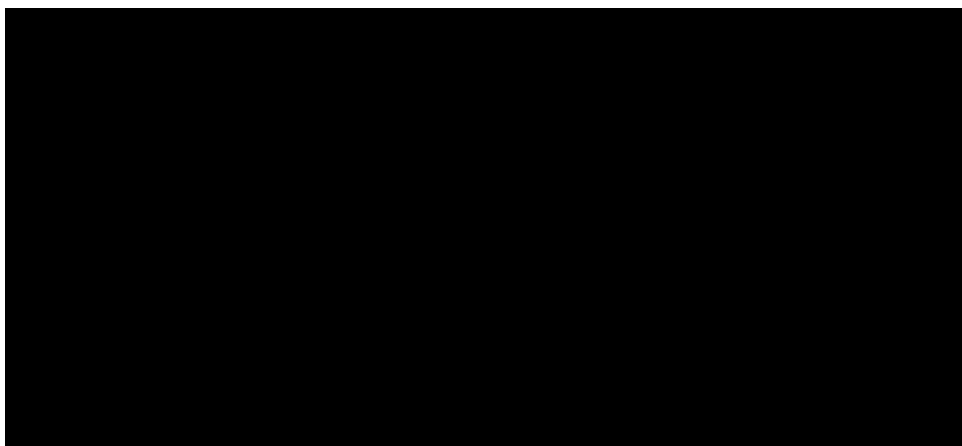
2. O contexto atual do setor em foco e cenários apresentando as estruturas de consumo e emissões desses setores, até 2019

2.1 Contexto atual e cenários de oferta de energia do setor elétrico

Reconhecido por possuir uma matriz energética limpa, em razão de ter a maior parte de seu suprimento de eletricidade baseado em recursos hídricos, além de importantes programas de substituição de combustíveis fósseis por combustíveis de biomassa – álcool e biodiesel –, o Brasil tem participado intensamente do processo de implantação do MDL e do mercado de créditos de carbono. Atualmente o Brasil ocupa o terceiro lugar em número de projetos de emissões poupadas (8%), atrás apenas, da China (37%) e da Índia (27%), países com dimensão econômica e nível econômico de desenvolvimento equivalente no *ranking* mundial.

De acordo com os dados apresentados no PDEE 2019, extraídos do Banco de Informações de Geração - BIG/ANEEL, em dezembro de 2009 a capacidade instalada de geração do SIN, conforme Tabela 1, somava 104 GW, incluindo a parcela importada de Itaipu, dos quais 71,7% correspondiam à hidroeletricidade gerada no País. Este percentual, somado à capacidade instalada com outras fontes renováveis que equivale a 7,4%, eleva para 79,1% a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade do país.

Tabela 1 - Brasil: Capacidade Instalada para Geração de Energia Elétrica (em dez 2009)



Adicionalmente como se verá na seção 3, o Brasil dispõe de muitas alternativas de fontes de energia renováveis para a expansão de seu parque gerador de eletricidade, com possibilidade de manter sua condição de baixa emissão de gases de efeito estufa, mesmo considerando as barreiras técnicas e econômicas associadas à geração de energia elétrica com fontes alternativas não emissoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Entretanto, vale salientar que a tendência da matriz energética brasileira ficou ameaçada de tornar-se menos renovável, diante do número significativo de projetos de geração de eletricidade usando combustíveis fósseis (óleo, carvão e gás natural), contratados entre 2005 a 2008 nos leilões de energia realizados para garantir a oferta de energia. Essa tendência foi corrigida graças à realização dos leilões específicos das hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau, que finalmente aconteceram em 2008. Até então, a expansão da geração térmica era justificada pelas dificuldades no processo de licenciamento ambiental e pela prioridade conferida pelo governo à garantia de suprimento, tendo em vista evitar um novo racionamento.

Esta tendência foi reconhecida pelo PDEE 2017 o qual previu a redução da participação de fontes renováveis e aumento das térmicas na matriz elétrica do Brasil. Segundo as projeções deste Plano, as emissões iriam triplicar nos dez anos subsequentes, o que contrariaria as expectativas no âmbito das discussões sobre mudanças climáticas e emissões de gases de efeito estufa no país e no mundo.

É importante observar que os leilões das usinas de Santo Antonio e Jirau permitiram uma maior flexibilidade na realização dos leilões programados para 2009 e 2010, e uma correção de rota na carbonização da matriz de energia, com a iniciativa do governo em promover o primeiro leilão exclusivo para a contratação de energia de fonte eólica, realizado em dezembro de 2009. Essa iniciativa é considerada como uma busca para corrigir, por pressões de grupos ambientais e do meio acadêmico, a distorção dos leilões até então efetivados, reorientando-os para alternativas tecnológicas mais compatíveis com as pressões ambientais no sentido de redução de emissões.

A Tabela 2 apresenta o resultado dos leilões de energia nova realizados até julho de 2010,¹ que totalizam 18.084 MW médios de energia contratada, dos quais 46,2% são de fonte fóssil, mesmo incluindo as hidrelétricas de Santo Antonio e Jirau. Sem essas, a participação fóssil alcançaria 60% do total de energia nova contratada.

Refletindo os resultados dos leilões realizados até 2009, o PDEE 2019 apresenta a configuração do parque gerador contratado e em implantação até 2013, ressaltando que sua composição “... é resultado da real possibilidade de oferta que se tinha à época de realização dos leilões...” (PDEE, 2019, pg.59). Essa configuração, conforme Tabela 3, mostra que de um total de 22.349 MW, 51,4% são térmicas de fonte fóssil, dos quais 38% a óleo combustível B1, e 48,6% de hidrelétricas.

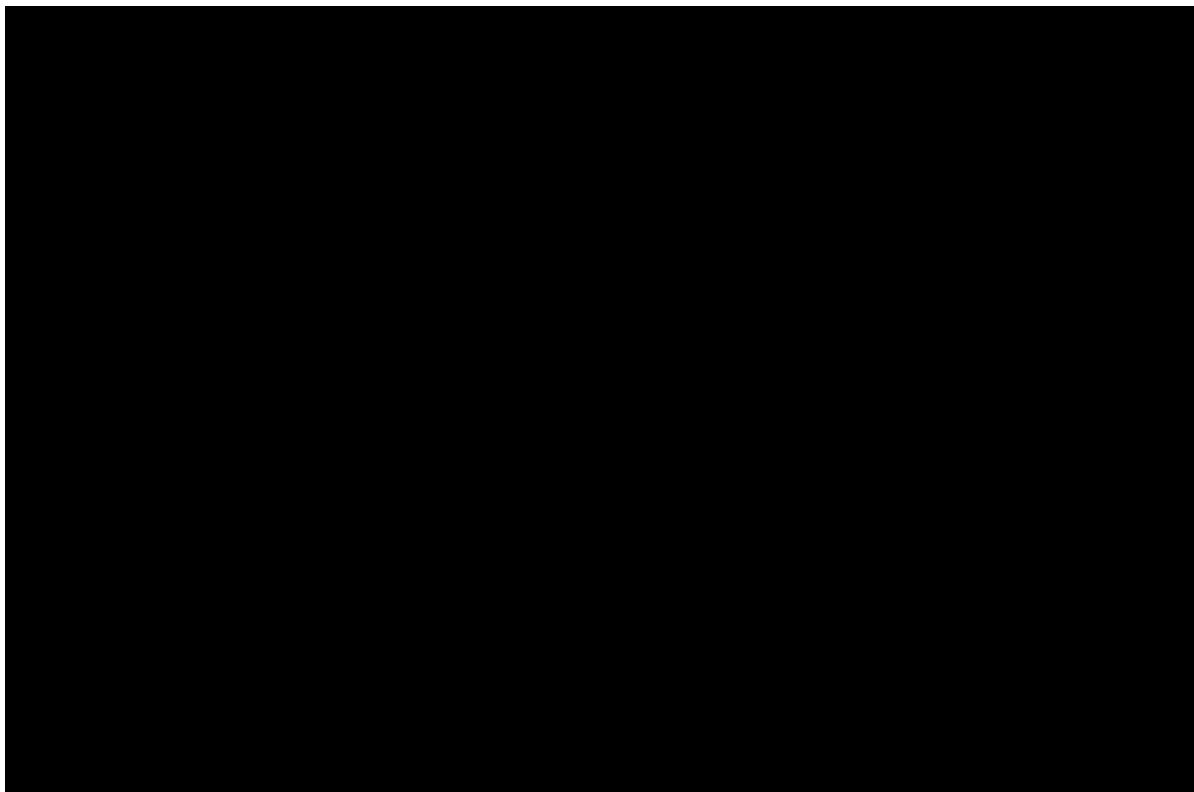
Essa repartição é muito diferente pelos quatro grandes subsistemas elétricos atuais². Nos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste a expansão contratada é predominante

¹ Em final de agosto de 2010, após conclusão das penúltimas versões deste artigo, foram realizados dois leilões: de Reserva e de Fontes Alternativas onde apenas foram habilitadas fontes renováveis, sendo arrematados 70 projetos de energia eólica, totalizando 2.047,8 MW, 12 projetos de biomassa, somando 712,9 MW e 7 projetos de PCH's, com 131,5 MW (Dados do Informe à Imprensa da EPE, em 25/08/2010).

² No horizonte do PDEE 2019 estão previstos mais quatro subsistemas elétricos: Acre/Rondônia interligado ao Sudeste/Centro-Oeste em 2009; Manaus/Amapá, que será conectado ao Norte em 2011; Belo Monte, que será conectado ao Norte em 2016 e Teles Pires/Tapajós (UHEs do Rio Tapajós) a ser conectado ao

térmica, da ordem de 100% e 66%, respectivamente. Para os subsistemas Norte e Sul a participação de térmicas se reduz para 8,3% e 15,8%, respectivamente.

Tabela 2 - Energia contratada nos leilões de geração de energia nova segundo fontes de geração (2005-2010).



Além disso, o PDEE 2019 considera, nesse horizonte, a capacidade já contratada das fontes alternativas até 2012, decorrente do PROINFA e dos leilões já realizados, que somam 10.792 MW.

Adicionalmente o Plano soma ao subsistema Norte do SIN, a partir de 2010, a capacidade instalada dos empreendimentos que se encontram em operação nos sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus /Amapá, que totalizam, respectivamente, 206,4MW e 2.157,1 MW.

Ainda de acordo com o PDEE 2019, a expansão projetada da geração de energia elétrica para o período 2105 a 2019 muda radicalmente nesse horizonte e se baseia nas seguintes premissas e diretrizes:

- Prioridade ao uso e fontes renováveis de geração, considerando o potencial brasileiro e os custos mais competitivos, comparativamente a alternativas de fornecimento, com destaque para a hidroeletricidade e fontes alternativas (energia eólica e biomassa);

Sudeste/Centro-Oeste em 2015. Encontra-se em estudo o subsistema Manaus-Boa Vista para integrar o estado de Roraima ao SIN.

- Crescimento médio anual da carga do SIN de 3.300 MWmed (5,1% a.a.), sendo 2.100 a 2.600 MWmed nas regiões Sul-Sudeste/Centro-Oeste e entre 700 a 1.110 MWmed nas regiões Norte/Nordeste, o que totaliza 33.332 MWmed no período 2010-2019;
- Demanda máxima de potência projetada para 39.530MW, com crescimento médio de 4,6% a.a. nessa década, com crescimento médio anual da carga 2.200 MW no Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia, de 580 MW no Sul, 590MW no Nordeste e de 690 MW no Norte e Manaus-Amapá;
- Maior interligação entre os subsistemas, conferindo maior flexibilidade e aumento dos intercâmbios nos fluxos de energia e reduzindo a necessidade de geração térmica;
- Acréscimo da capacidade de geração nuclear da ordem de 1.405 MW com a entrada em operação (previsão para julho de 2015) da usina Angra 3;
- Perspectiva de redução da geração térmica com fator de capacidade entre 1% e 8% para as usinas a óleo diesel e óleo combustível, 27% para usinas a gás natural e 50% para usinas a carvão mineral.

Tabela 3 - Potência Hidrotérmica Contratada e em Construção por Fonte (MW)

Fonte	Ano						Total	%
	N° Projetos	2010	2011	2012	2013			
UTE	51	2.765	2.830	1.146	4.744	11.485	51,39	
Gás natural	2	490	204	-	-	694	3,11	
Óleo comb B1/diesel	41	1.925	2.152	786	3.619	8.482	37,95	
Carvão mineral	2	350	-	360	-	710	3,18	
GNL	5	-	300	-	1.125	1.425	6,38	
Óleo diesel	1	-	174	-	-	174	0,78	
UHE	21	2.219	1.845	3.150	3.650	10.864	48,61	
Total	72	4.984	4.675	4.296	8.394	22.349	100,00	

Fonte: elaboração própria com base no PDEE 2019

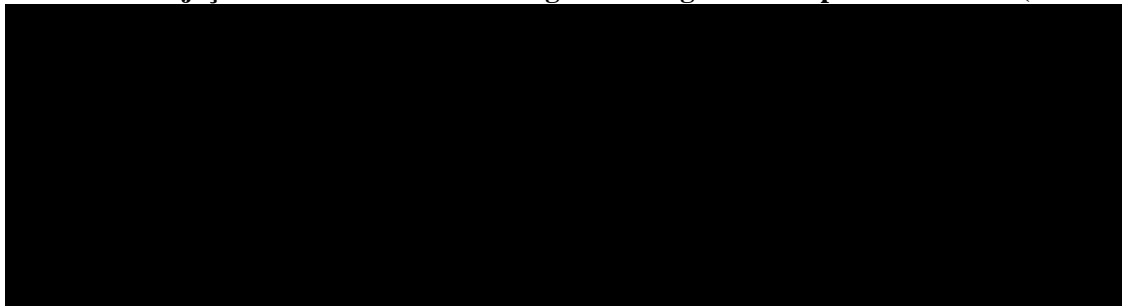
A Tabela 4 mostra as projeções do crescimento de carga por região (subsistema elétrico) para a década 2010-2019, sendo que mais da metade (55%) está concentrada no subsistema Sudeste-Centro-Oeste.

Para atender a esse crescimento de carga de energia elétrica, expressiva parte da expansão de capacidade de geração está centrada em projetos hidrelétricos, totalizando uma capacidade adicional de 33.384 MW, com 88,9% dessa capacidade a ser viabilizada mediante a exploração de hidrelétricas na região Norte do Brasil.

Considerando essas premissas, ao longo da década 2010-2019, a capacidade instalada deverá ter um acréscimo de 54.622 MW, das quais 61,39% correspondem à hidroeletricidade. Abaixo dessa fonte, a que registra o maior aumento no período será o óleo combustível (5.484 MW), por conta do elevado número de térmicas licitadas até 2008. Segue a geração eólica, que terá um aumento de capacidade instalada de 4.601 MW. Este

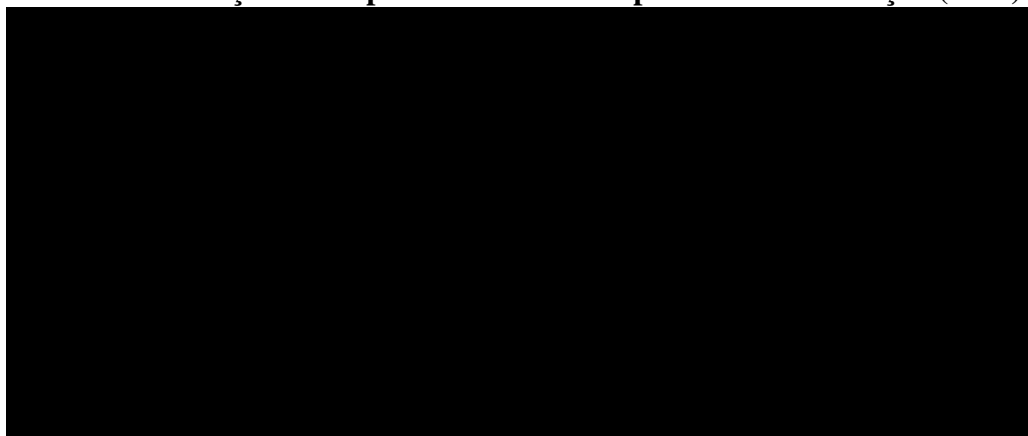
valor somado às PCH e às usinas de biomassa resulta num acréscimo de 10.599 MW de capacidade instalada com fontes renováveis, o que equivale a um aumento de 19,5% na década. A energia nuclear terá um aumento de 2,4% por conta da entrada em operação de Angra 3 em 2015. (Tabela 5)

Tabela 4 - Projeção do Crescimento de Carga de Energia do SIN por Subsistema (MWmed)

A large black rectangular area redacting the content of Table 4.

Fonte: PDEE 2019

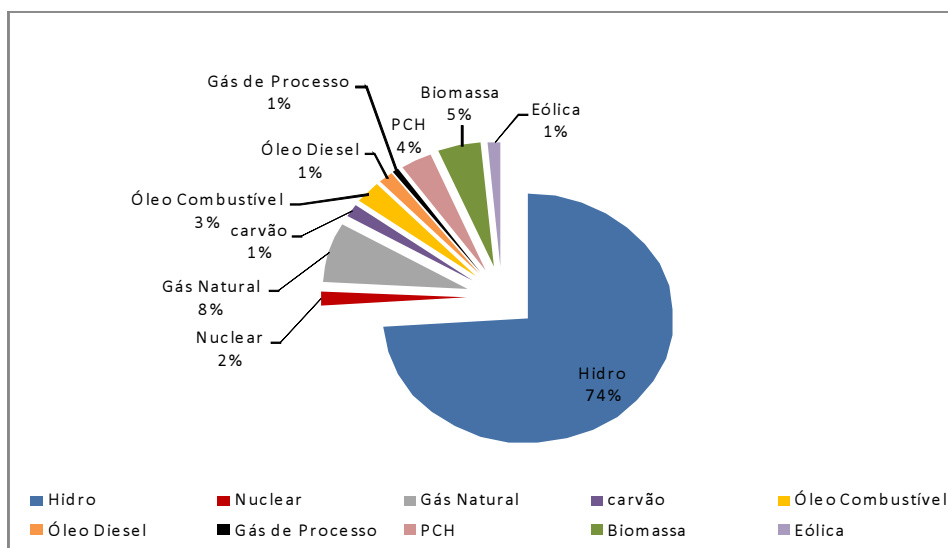
Tabela 5 - Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

A large black rectangular area redacting the content of Table 5.

Fonte: Elaboração própria com base no PDEE 2019

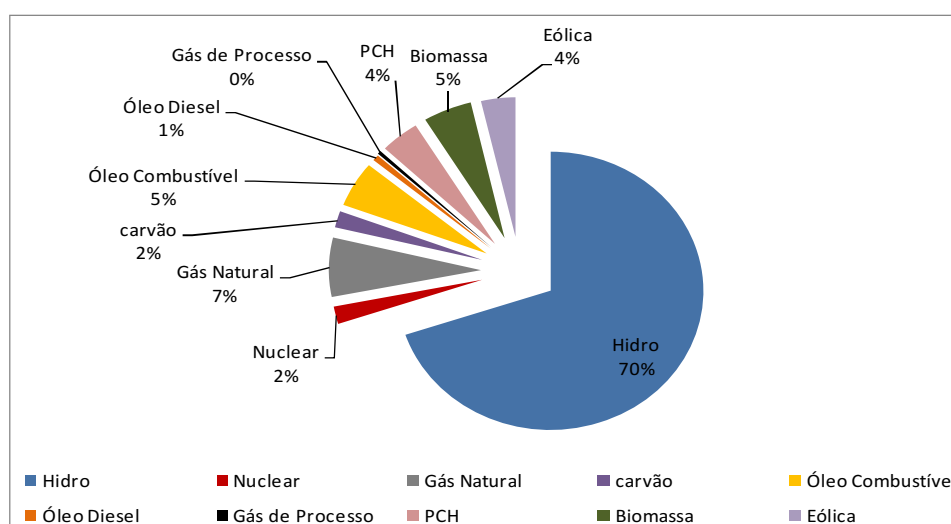
As Figuras 1 e 2 ilustram a configuração estimada do parque gerador por fonte em 2010 e 2019, onde se constata uma redução de 74% para 70%, respectivamente, da participação da hidroeletricidade, compensada pelo aumento da capacidade instalada de geração eólica, de 1% para 4%, de térmicas a óleo combustível que cresce de 3% para 5%, e a carvão mineral de 1% para 2%. Permanecem inalteradas as participações de PCH, biomassa, nuclear e óleo diesel. Reduzem-se as contribuições do gás de processo e gás natural.

Vale observar, como ressaltado no referido PDEE, que **a efetiva realização desse plano, com a configuração proposta na expansão da geração, encontra-se na dependência da obtenção de Licenças Prévia Ambientais para que os empreendimentos indicados, hidrelétricos principalmente, possam ser licitados.** Se esse cenário não for possível, haverá uma expansão de projetos térmicos, com prioridade para a utilização de gás natural e carvão mineral, a exemplo da UTE CTSUL com 650MW.



Fonte: elaboração própria com base no PDEE 2019

Figura 1 – Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica por Fonte (2010)



Fonte: elaboração própria com base no PDEE 2019

Figura 2 – Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica por Fonte (2019)

2.2 Plano Nacional de Mudança Climática

O Plano Nacional de Mudanças Climáticas é um dos instrumentos da Política Nacional sobre Mudança do Clima, instituída pela Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que estabeleceu em seu artigo 12 o compromisso voluntário de reduzir as emissões brasileiras de GEE, tendo como meta uma diminuição entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020. O valor das emissões projetadas será calculado com base no segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal que deve ser concluído este ano (2010)

Paralelamente ao inventário, estão sendo detalhadas as ações setoriais, mediante a realização de Planos setoriais de mitigação e de adaptação às mudanças do clima, sendo

que para o setor de geração e distribuição de energia elétrica, este trabalho está sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esses planos setoriais, cuja conclusão depende do inventário, serão a base para o novo Plano Nacional de Mudanças Climáticas

Uma primeira versão do Plano Nacional de Mudanças Climáticas, concluído em 2008, apontam no setor de energia elétrica três segmentos que apresentam enorme potencial de redução de emissões de gases do efeito estufa e devem ser priorizados:

- O fomento ao uso de fontes renováveis, de forma a manter elevada sua participação na matriz elétrica e aumentar a redução de emissões, com prioridade para os segmentos de cogeração (cana e outros tipos de biomassa), solar e eólica e hidrelétrica como fonte de energia na base de geração;
- A eficiência energética, focada principalmente na distribuição de energia (perdas técnicas) e uso eficiente de equipamentos;
- A utilização de resíduos urbanos para a produção de energia elétrica que já dispõe de tecnologias maduras, mas que deverá ainda superar entraves regulatórios e institucionais, com relação aos limites de competências dos sistemas de gerenciamento de resíduos.

A conservação de energia e a diversificação da matriz de geração usando outras fontes renováveis de energia têm sido objeto, desde meados dos anos 80, de algumas iniciativas governamentais com a instituição de programas voltados para a conservação de energia (o PROCEL e a Legislação que fixa níveis mínimos de eficiência em máquinas e equipamentos elétricos), e o uso de fontes alternativas renováveis de geração de nova energia, com a criação do PROINFA, Programas de universalização de acesso - Luz no Campo e Luz para Todos e mais recentemente os leilões de energia com fontes renováveis.

Com relação à conservação é importante mencionar que o marco regulatório para eficiência energética no setor elétrico deve ser mais aproveitado, considerando que o potencial a ser explorado com ações de uso eficiente de energia é considerável, embora suas ações envolvam distintas áreas de atuação junto ao mercado consumidor, como educação, padrões para a construção civil e padrões industriais para equipamentos e eletrodomésticos. Além disso, mas não menos importante, é a efficientização operacional das próprias empresas reduzindo perdas técnicas e comerciais e das termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, seja através da troca de equipamentos, seja pela substituição por fontes combustíveis menos emissoras de GEE, como é o caso do gás natural.

3. Oportunidades para redução

As oportunidades para a implementação de projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa no Brasil são enormes, e incluem o uso da biomassa, quer sob a forma de resíduos ou de plantações dedicadas, a energia eólica, o potencial hidrelétrico remanescente, a energia solar, ações de eficiência energética, além de outras opções menos atrativas, como o uso de energia nuclear e a substituição de combustíveis fósseis mais emissores, como carvão mineral e derivados de petróleo, por gás natural.

3.1 Biomassa

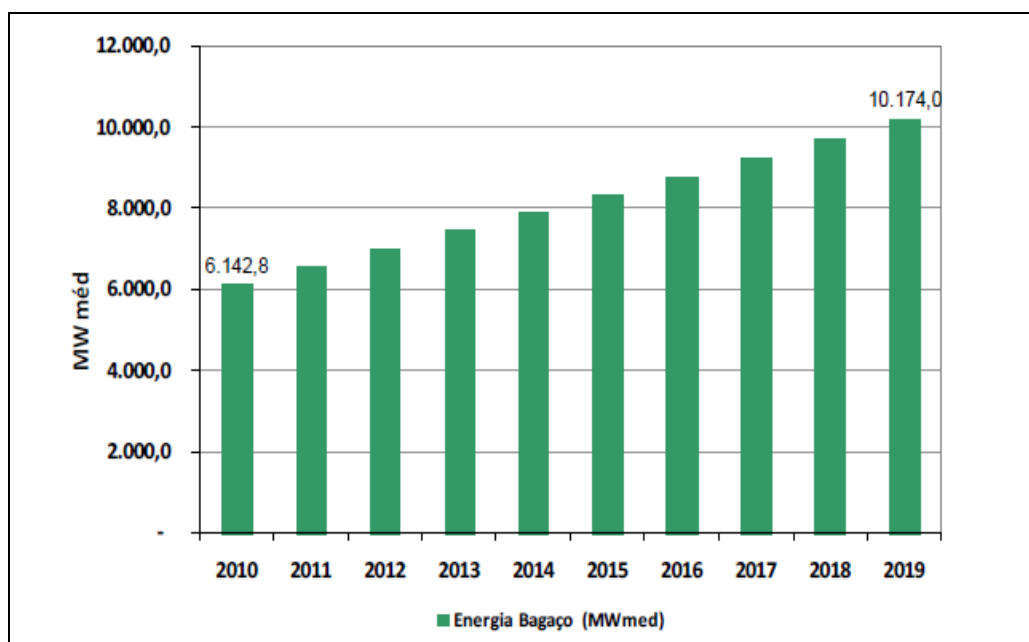
Segundo dados do Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) a disponibilidade de terras adicionais para cultivo de novas culturas no País é da ordem de 90 milhões de hectares, ou seja, quase 11% da área total do território brasileiro, o que abre espaço para a expansão de culturas energéticas, incluindo a cana-de-açúcar, cujos resíduos são muito importantes para a geração de energia elétrica, e outras culturas, como o capim elefante, que já foi utilizado em leilões para entrega futura, ou florestas energéticas.

Ainda segundo o PNE 2030, o conteúdo energético do resíduo produzido em 2005 foi da ordem de 4,2 milhões bep/dia, sendo que em parte esse potencial é atualmente aproveitado, especialmente o bagaço da cana-de-açúcar e a lixívia para produção de energia elétrica, em geral na forma de autoprodução. No caso específico do bagaço, avanços tecnológicos aumentaram a perspectiva de maior eficiência de seu uso e o aproveitamento da palha na geração de eletricidade, ainda que uma parte do bagaço possa ser usada para a produção de etanol celulósico, caracterizando a possibilidade de disputa do mesmo insumo para a produção de etanol e de eletricidade.

A potência instalada no País para produção de energia elétrica a partir da cana-de-açúcar era de 2.822 MW, distribuída em mais de 250 usinas, o que resultaria em aproximadamente 14% da capacidade termelétrica atual do país (EPE 2005).

O PNE 2030, levando em conta a tecnologia atualmente utilizada, considera que para uma safra de 400 milhões de tonelada de cana-de-açúcar, valor de referência do volume da safra 2004/2005, a produção de energia elétrica possa chegar a 8,1 TWh/ano, tendo como base um fator médio de produção da energia excedente de 78,51 kWh por tonelada de cana processada. A mesma fonte estima que com o uso de tecnologias mais modernas, como um ciclo de contrapressão eficientizado, com caldeiras de pressão mais elevada, poder-se-ia atingir uma produção três vezes maior, de até 24,3 TWh/ano. Também, a recuperação de parte da palha, visando à utilização como biomassa para fins energéticos, permitiria elevar a produção de eletricidade em cerca de 40%. Assim, nas condições de safra e tecnologias descritas em 2005, a geração de eletricidade poderia atingir entre 11,3 e 34,0 TWh/ano.

Para 2010, o PDEE 2019 projeta uma oferta de biomassa de cana-de-açúcar da ordem de 685,44 milhões de tonelada, o que faria aumentar em quase 50% aquele potencial. Ainda segundo dados do PDEE 2019, o potencial de utilização do bagaço atingiria o valor de 10.174 MWmed em 2019. A Figura 3, reproduzida do PDEE 2019, apresenta a evolução do potencial de utilização do bagaço no período coberto pelo Plano. O total até então comercializado nos leilões do PROINFA e de Energia de Reserva supera em pouco 1.500 MWmed, o que garante um grande volume a ser explorado em leilões futuros e no Ambiente de Comercialização Livre – ACL. A este potencial pode-se adicionar o potencial de utilização da palha e ponta estimado entre 8,9 GWmed até 14,1 GWmed ao final período decenal, levando em conta uma taxa de aproveitamento entre 500 kWh/tonelada de palha e ponta e 787,5 kWh/tonelada de palha e ponta.



Fonte: PDEE, 2019

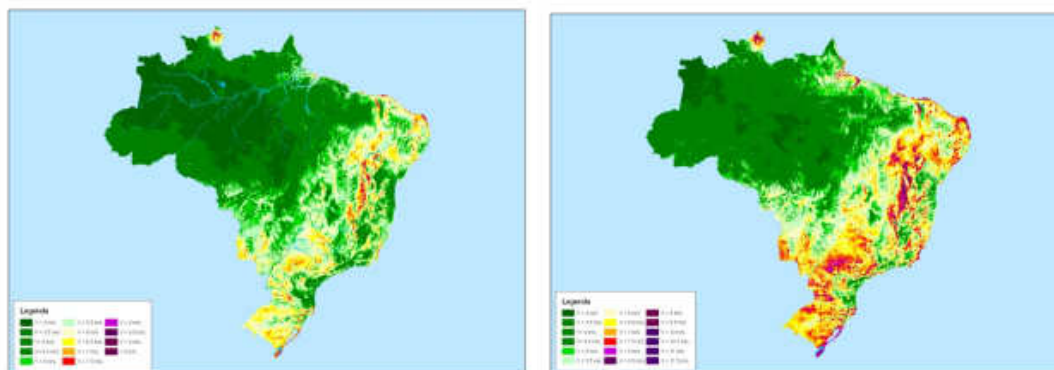
Figura 3: Potencial técnico de exportação de energia elétrica a partir de bagaço para o SIN (2010-2019)

Outra importante fonte de biomassa para geração de energia elétrica são os resíduos urbanos, que segundo dados do PNE 2030, somarão um potencial no final deste horizonte entre 1230 à 8440 MW, dependendo da tecnologia utilizada, que varia desde a digestão anaeróbica (1230) até ciclo combinado otimizado (8440), passando pelas alternativas de aproveitamento através de biogás de aterros (2.600) e incineração (5.280). No que se refere à silvicultura, estudo desenvolvido pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO mostra que o potencial brasileiro de geração de energia elétrica por meio de resíduos deve estar entre 1.434 MW à 2.867 MW, dependendo da tecnologia considerada.

Finalmente, outra matéria prima que vindo sendo utilizada com viabilidade econômica, tendo já projetos contabilizados no leilão de reserva e habilitados para futuros leilões é o capim elefante, cujo potencial está ligado à viabilidade da sua utilização em áreas agriculturáveis e degradadas.

3.2 Eólica

O potencial estimado para o uso da força dos ventos é gigantesco. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado em 2001, estimou o potencial, baseando-se o aproveitamento numa altura de 50 m, em 143 GW. Entretanto com os grandes avanços tecnológicos, esta altura já não se apresenta como a mais atrativa, pois as novas plantas são desenvolvidas para uma altura de 100 m. O potencial total para o País ainda não foi estimado para este novo patamar, mas ensaios preliminares foram apresentados por Hamilton Moss e reproduzidos na Figura 4, demonstrando um crescimento tanto da área como da intensidade dos ventos comercialmente viáveis. Os tons de abóbora, vermelho e violeta apresentam as regiões com maior viabilidade comercial.



Fonte: MME (2009)

Figura 4 - Potencial Eólico a 50 m e 100 m

Alguns estados do Brasil já atualizaram seus atlas eólicos demonstrando que o potencial brasileiro deve superar a faixa de 500 GW. O Atlas Eólico do Rio Grande do Sul elevou o potencial comercial do estado de 15,8 GW, a 50 m, para 115,2 GW, a 100 m, tendo referência um limiar de velocidade média de 7 m/s. Para o mesmo limiar de velocidade de vento e altura, o potencial eólico do estado de Alagoas é de 650 MW. Já o estado do Espírito Santo, adotando a mesma base chegou a um potencial de 1.143 MW. Em Minas Gerais, o potencial eólico a 100 m chega a 40 GW. No Rio Grande do Norte, o potencial a 100 m é de 27 GW. Somando-se apenas estes quatro estados que já apresentaram seus atlas a 100 m, chega-se a uma potência da ordem de 184 GW.

Deve-se, todavia, enfatizar, que a despeito desse potencial gigantesco, questões técnicas ainda limitam o nível de penetração da energia eólica a um valor entre 20 e 30% da demanda energética. Assim, considerando que a demanda do País será na faixa 85 MWmed, no final do horizonte do PDEE 2019, o SIN não suportaria mais que algo dentro da faixa de 42 a 64 GW de capacidade eólica instalada, sem levar em conta eventuais restrições de caráter mais regional.

Ademais, deve-se considerar que com a mudança nos regimes de ventos devido às mudanças climáticas, este potencial deve crescer em várias regiões do Brasil.

3.3 Hidrelétricas

O PNE 2030, citando o PDEE 2015, estima o potencial hidrelétrico no Brasil em 260.000 MW, sendo 126.000 MW o potencial aproveitável, uma vez abatido o potencial cuja concessão já foi outorgada (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento). Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia. A Tabela 11, retirada do PNE 2030, sumariza o potencial hidrelétrico brasileiro, desagregado por estágio dos aproveitamentos e bacias hidrográficas.

Os números desta Tabela 6 mostram que apenas a bacia do Paraná apresenta um índice de aproveitamento que se aproxima de 80%. Já na bacia Amazônica, aquela que apresenta o maior potencial, o nível de aproveitamento é inferior a 1%. Obviamente, a região é muito sensível do ponto de vista ambiental e apresentará limitações significativas a níveis muito elevados de aproveitamento. No conjunto das bacias, ao se considerar as diversas interferências, consideradas intransponíveis por afetar parques e florestas nacionais ou terras indígenas, o potencial remanescente ainda totaliza 45,5 mil MW. Ao final,

assumindo algumas hipóteses de trabalho, o Plano estima que se possa chegar a uma potência hidrelétrica de até 174 mil MW em 2030.

Tabela 6 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia (MW)

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	TOTAL ²⁾	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
%	30,9	50,2	18,9	100,0	

Observações: 1/ potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada;

2/ inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estufa do qual foi objeto o potencial;

3/ solos consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais;

4/ Foi retirado o potencial das usinas exclusivamente de posto.

Fonte: PNE, 2030

No que diz respeito às Pequenas Centrais Hidrelétricas, o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH estima um potencial teórico de 6,6 GW, ao qual se pode agregar 2,8 GW já em operação ou em construção, além de 2,9 GW apenas outorgados.

Deve-se ressaltar que os empreendimentos hidrelétricos cujos reservatórios têm densidade de energia (capacidade instalada de geração elétrica dividida pela área da superfície no nível máximo do reservatório) superior a 4 W/m², não são reconhecidos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, do Protocolo de Quioto, para obtenção de créditos de carbono. Esta situação sinaliza um nível significativo de emissão de gases de efeito estufa para tais projetos, deixando, portanto, de se constituir numa oportunidade para implementação de projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa.

3.4 Energias solar térmica e fotovoltaica

O potencial de produção de energia elétrica a partir da energia solar também é bastante significativo, como demonstra os dados resultantes do projeto de mapeamento do potencial brasileiro desenvolvido pelo Programa SWERA, sob os auspícios do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – UNEP.

O radiação solar direta passível de ser usada em sistemas de concentradores solares atinge um nível de radiação entre 6,0 e 6,5 kWh/m².dia na região central do Brasil coberta pelos cerrados e semi-árido nordestino, tal como mostrado na Figura 5, reproduzida do Programa SWERA. Um detalhamento deste estudo feito pelo NREL para uma resolução de 40 km, mostra que o Sudoeste da Bahia, apresenta o maior potencial do País, atingindo um patamar de 6,5 a 7,0 kWh/m².dia.



Fonte: SWERA (2005)

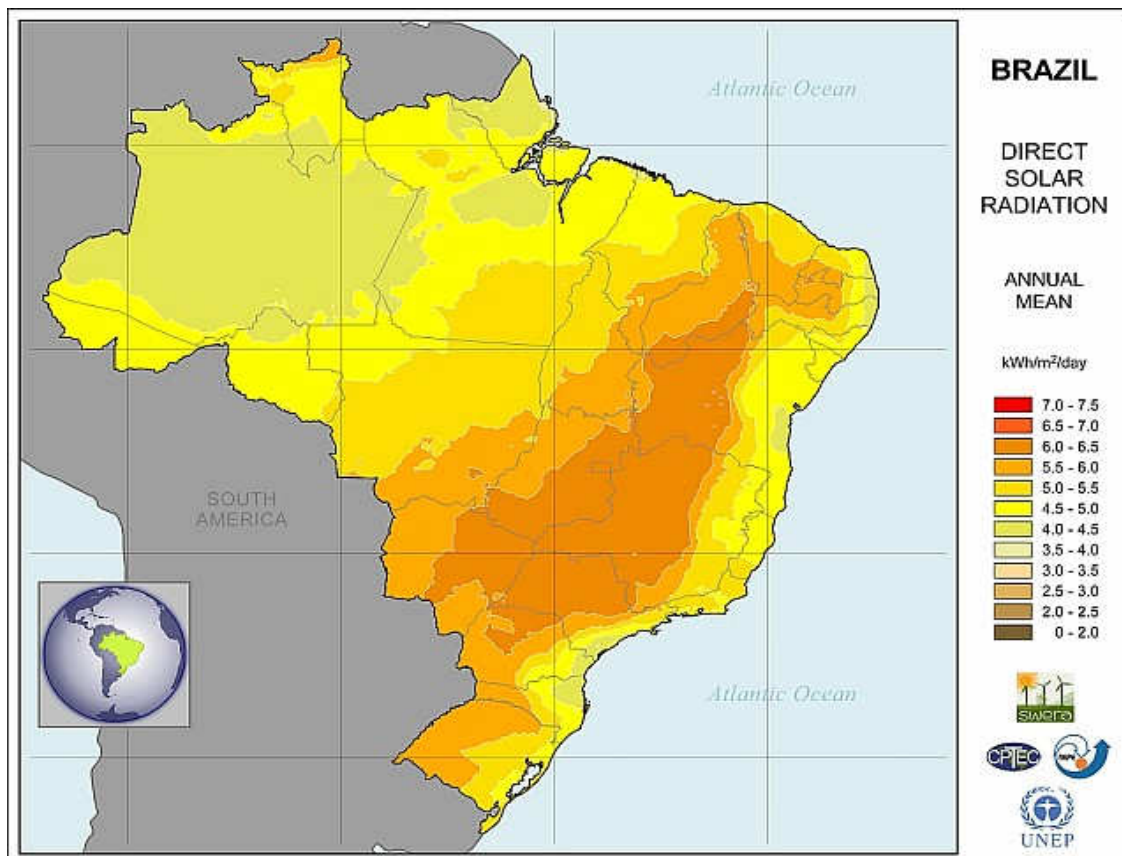
Figura 5- Brasil: Mapa da Radiação Solar Direta

A geração heliotérmica, todavia, ainda não se mostra competitiva no momento atual, embora no horizonte do referido estudo possa atingir um custo de 5 c/kWh, sinalizando para uma redução significativa do custo de instalação de suas usinas, o que pode viabilizar algumas instalações em escala piloto, contando com apoio de programas de incentivo nacional e ou internacional.

A radiação num plano inclinado, mais apropriada para o aproveitamento solar fotovoltaico, também apresenta valores muito similares ao mostrado anteriormente, tal como demonstra a Figura 6. O maior potencial se concentra no estado da Bahia e no Norte de Minas Gerais, mas é significativo para todo o País, já que os melhores índices de radiação na Alemanha, país que tem um dos maiores programa de energia solar conectada à rede, apresenta valores médios anuais menores que as regiões menos ensolaradas do País.

No momento discute-se no governo federal a criação de um programa incentivado para sistemas solares conectados à rede, tendo sido formado um grupo de trabalho que já apresentou ao Ministério de Minas e Energia um relatório conclusivo com suas recomendações. Assim, espera-se que seja estabelecido um programa incentivado de energia solar conectada à rede, numa faixa de 100 kWp anuais, o que abre perspectiva de oportunidades de redução de emissões de gases de efeito estufa.

Outra área já consolidada no País de utilização da energia solar fotovoltaica é a aplicação para eletrificação rural em áreas remotas, consolidada com a regulamentação pela ANEEL dos Sistemas Individuais de Geração por Fonte Intermitente – SIGFI, que no estado da Bahia tem mais de 18.000 instalações feitas pela concessionária do Estado: COELBA. Várias outras concessionárias vêm considerando a utilização destes sistemas, de forma a ajudar a atingir suas metas de universalização do serviço de energia elétrica.



Fonte: SWERA (2005)

Figura 6: Radiação Solar sobre Plano Inclinado

3.5 Potenciais de outras fontes

O Plano Nacional de Energia 2030 faz dois cenários para a disponibilidade de gás natural para geração de eletricidade, conforme apresentado na Tabela 7, que mostra uma capacidade de instalação, variando do 22,3 a 33,7 GW, sendo previsto ao final do período uma possibilidade de aproveitamento de 21,2 GW, para uma disponibilidade de gás natural de 148 milhões m³/dia. Já no horizonte do Plano Decenal 2019, está previsto uma utilização de até 53,2 milhões m³/dia, o que abre oportunidades, num eventual sistema de *cap-and-trade*, de migração de combustíveis mais emissores, como carvão e os derivados de petróleo para o gás natural, uma vez que estariam disponíveis, a partir das reservas existentes, maiores volumes de gás do que os previstos para consumo em 2019.

Finalmente, o Plano 2030 indica uma potencialidade significativa de utilização da energia nuclear no final do horizonte, para as três hipóteses de trabalho com um valor das reservas medidas e indicadas definidas variando de um custo de exploração inferior a US\$ 40/kg U₃O₈ até um custo superior a US\$ 80/kg U₃O₈. O potencial poderia chegar a 33 GW, conforme demonstrado na Tabela 8. Já o Plano Decenal no horizonte de 2019 trabalha apenas com a incorporação de Angra 3 que totaliza 1.405 MW, conforme mostrado anteriormente. Todavia, é factível imaginar que um eventual *cap-and-trade* nacional não contemple a utilização de energia nuclear como uma oportunidade de abatimento.

Tabela 7– Brasil: Potencial de Geração Térmica a Gás Natural em 2030
Tabela 8 – Brasil: Potencial de Geração de Energia Nuclear em 2030

Fonte: EPE – PDEE, 2019

Observações: 1) os valores do potencial estão arredondados; 2) o potencial de novas usinas inclui Angra 1 e 2, em operação, e Angra 3.

3.6 Eficiência energética

No Brasil embora as iniciativas de conservação de energia³ não sejam recentes, ainda são acanhadas as iniciativas de conservação induzida, ou seja, iniciativas que reflitam a implementação de programas e ações orientados para setores com potencial de redução da energia consumida, como resultado de políticas públicas concebidas para este fim.

O Plano Decenal 2019 trabalha um potencial de conservação no consumo de eletricidade na faixa de 23,3 TWh. Em 2010 e 2014 o potencial previsto é de 2,7 TWh e 10,5 TWh, respectivamente (Tabela 9). De acordo com o referido Plano isso representa uma “postergação da construção de uma usina hidrelétrica de cerca de 4.800 MW, ou aproximadamente, 3.800 MW em usinas termelétricas”

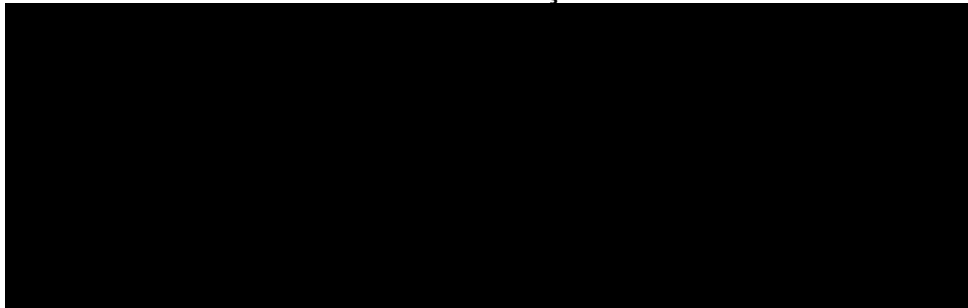
Ressalta-se que esses números, na perspectiva de implementação de um mercado tipo *cap-and-trade* devem ser vistos com cautela, pois eles resultam da combinação de dois processos: i) eficientização tendencial decorrente da elevação da eficiência energética em função dos avanços tecnológicos e, ii) conservação da energia que resulta de políticas públicas específicas para esse fim, como acima mencionado.⁴ Nessas condições, apenas o segundo processo, isto é, as ações que reduzam emissões em consequência de um esforço

³ - Tal como apontado no PDEE 2019 o termo conservação de energia será utilizado como sinônimo de consumo evitado ou reduzido, ou seja, como resultado de consumo final de energia elétrica.

⁴ - EPE – PDEE, 2019, pg 277

adicional, porque implementadas por meio de políticas públicas (além da trajetória do tipo *business as usual*), deveriam se contabilizada como potencialmente geradoras de créditos de carbono.

Tabela 9 – Brasil: Potencial de conservação de eletricidade



Além disso, o consumo estimado no PDEE 2019 já considera a energia conservada. Ou seja, sem retirar das projeções a energia reduzida pelas ações de eficiência energética, a energia a ser consumida no horizonte de planejamento seria mais elevada, conforme apresentado na Tabela 14 acima.

Oportunidades adicionais para redução de emissões no âmbito do SIN podem ser implementadas com a massificação da utilização de sistemas solares de aquecimento e programas de redução das perdas, em particular na Região Norte. Com efeito, as perdas estimadas no PDEE 2019 são bastante significativas, de quase 16%, em 2010 e 2014 e de 15,5%, em 2019. Considerando que, em função desse volume de perdas, os requisitos de energia previstos serão de 486 TWh (55,4 GWmed) em 2010, de 600 TWh (68,5 GWmed) em 2014 e de 747TWh (85,2 GWmed) em 2019⁵, a elaboração e implementação de um programa de ações no sentido de minimizar as perdas comerciais e técnicas se revestem de grande importância estratégica, com repercussões significativas sobre o volume de investimentos necessários à ampliação da capacidade instalada nacional.

Finalmente, cabe assinalar as oportunidades de redução de emissões dos GEE associadas às UTE que operam nos Sistemas Isolados, na Região Norte do País, por meio da troca de combustíveis fósseis por biomassa de reflorestamento. Há muitas evidências e estudos que demonstram a viabilidade da instalação de usinas de geração de energia elétrica, movidas á biomassa oriunda de florestas dedicada em áreas degradadas ou devastadas pelo desmatamento e/ ou outras atividades econômicas que se implantaram nessa região.

4 Estimativa das Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) até 2019

4.1 Cenário de Referência

Adotou-se como cenário de referência as emissões estimadas no PDEE 2019 para o SIN. (Tabela 10). Essas estimativas refletem as previsões para o despacho das usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis no horizonte decenal de planejamento, com

⁵ EPE – PDEE, 2019, pg 36.

base no escopo metodológico do NEWAVE⁶. Para efeito de comparação, apresentam-se na Tabela 12 os valores previstos pelo PNE 2030 para as emissões de GEE.

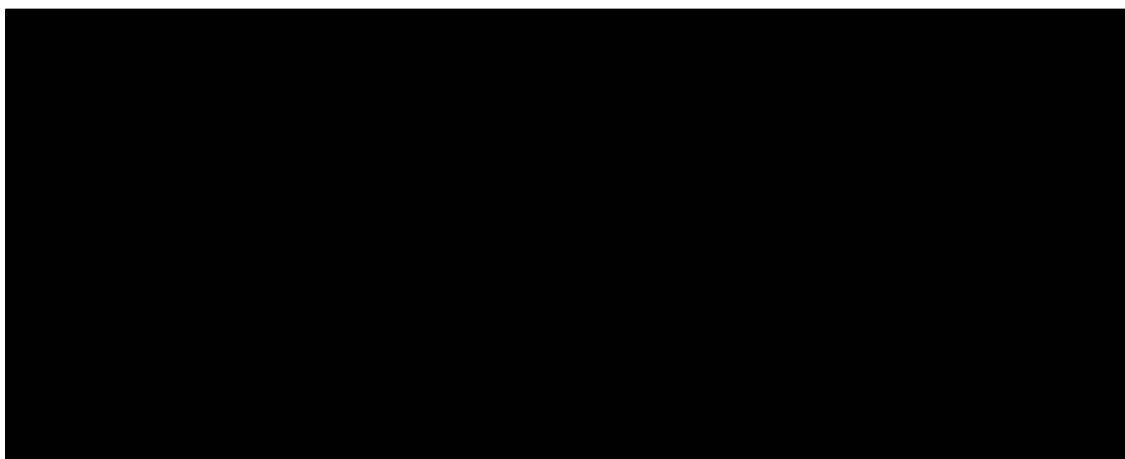
O cenário traçado pelo PDEE 2019 para o SIN, reflete, portanto, a incorporação da geração prevista das usinas eólicas e de biomassa contratadas nos leilões realizados em 2007 (renováveis/biomassa), 2008 (biomassa) e 2009 (eólica) e o programa de eficiência energética que prevê reduções do consumo de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento. Não foram contabilizadas as emissões provenientes da geração termelétrica em sistemas isolados. Na Tabela 11 encontram-se os valores anuais de previsão de geração térmica, excluindo a geração nuclear.

Tabela 10 - Cenário de Referência: Emissões dos GEE do setor elétrico - MtCO_{2e}q

Mt.CO _{2e}	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SETOR ELÉTRICO	26	32	38	46	50	47	46	47	49	51

Fonte: PDEE 2019

Tabela 11 - Estimativa de geração térmica anual (GWh)



Fonte: Elaboração própria com base no Gráfico 19 do PDEE 2019

Na comparação com as emissões projetadas no PNE 2030 o Plano Decenal 2019 registra uma profunda revisão nos valores estimados, considerando que naquele Plano previa-se um aumento 148% nas emissões provenientes da geração de energia, o maior entre os segmentos do setor energético. Com efeito, já em 2010 o volume estimado de emissões dos GEE é 53% inferior àquele previsto no PNE 2030 e, em 2019, essa redução é de quase 25%.

⁶ - Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. No PDEE, 2019 os estudos foram elaborados com a versão 15 deste modelo.

Tabela 12 - Emissões dos GEE no Setor Energético- MtCO₂eq

Subsetor	2005	2010	2020	%
Transporte	150	187	245	63
Indústria	123	173	273	122
Geração de energia	27	55	67	148
Outros	55	95	120	118
Total	355	510	705	98

Fonte: elaboração própria com base na Figura 7.11 do PNE 2030

O PDEE 2019 aposta ainda que no horizonte de estudo não haja geração com diesel e, cresça pouco, a geração com óleo combustível. Por sua vez metade da expansão de geração projetada será de fonte nuclear e de gás de processo, sendo também significativo o crescimento da geração a carvão mineral.

Por outro lado, como mostram os dados do PDEE 2019, a expectativa governamental é no sentido que haverá redução da intensidade de emissões devido ao consumo final energético comparativamente a 2005. Estima-se que em 2019, o índice será de 136 kgCO₂/mil R\$ contra 138 kgCO₂/mil R\$ em 2005, tendendo a cair ainda mais a partir de 2014, ano a partir do qual não estão previstas entradas de novas usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis⁷.

Apesar da importância dessas estimativas para avaliar a presença da geração termelétrica na matriz do setor elétrico, do ponto de vista de um mecanismo de mercado como o *cap-and-trade* a simples contabilização das emissões associadas ao despacho dessas usinas não possuirá significado maior se não forem consideradas as reais possibilidades de substituição da energia gerada pelas UTE movidas a combustíveis fósseis por outras usinas cuja geração venha a ser realizada com o uso de fontes não emissoras dos GEE. Ou por outra, o que de fato interessa ao mercado baseado no *cap-and-trade* é a capacidade real de substituição do despacho de usinas termelétricas emissoras de GEE em face à possibilidade da entrada no SIN de um projeto que reduza essas emissões.

Portanto, constatado o volume de emissões provenientes da operação do SIN, é necessário calcular as emissões que efetivamente podem ser **deslocadas** pelas atividades de projetos supostamente mitigadores dos GEE. Trata-se de determinar a redução das emissões do sistema elétrico decorrente do deslocamento da energia gerada pelas usinas térmicas convencionais, em função da entrada de usinas no sistema que geram energia limpa e/ou pela redução da demanda agregada do sistema elétrico decorrente da implementação de programas/medidas de eficiência energética pelo lado da demanda.

Três aspectos devem ainda merecer maior nível de aprofundamento em relação ao volume estimado de emissões do SIN para os próximos dez anos e a sua relação com a criação de um mercado nos moldes *cap-and-trade*:

1. Em primeiro lugar, o risco de não entrada em operação, nas datas previstas no PDEE 2019, de algumas grandes hidrelétricas em função das dificuldades em

⁷ EPE – PDE 2019, pg 325.

- superar eventuais impedimentos de natureza legal e/ou conflitos decorrentes dos impactos ambientais esperados com a instalação desses empreendimentos. Se houver postergações, o que muito provavelmente poderá acontecer, novas usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis poderão entrar no sistema e/ou o despacho das térmicas existentes poderá ser aumentado. Em qualquer um dos casos ou nos dois haverá elevação das emissões dos GEE;
2. Como grande parte das usinas hidrelétricas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’água”, não haverá condições de armazenamento⁸ adicionais. Esta configuração, conforme analisa o PDEE 2019 gera muitas conseqüências entre as quais o “... maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico” (pag. 70);
 3. A possibilidade de que a partir de 2012 as emissões associadas aos reservatórios de grandes hidrelétricas passem a não ser consideradas nulas. Neste caso, alteram-se profundamente para maior os volumes de emissões contabilizados para o SIN.

Considerando, portanto, pelos menos essas três possibilidades de elevação real das emissões do setor elétrico brasileiro, ainda que o cenário atual sobre o volume das emissões associadas à operação do SIN indique que é pouco relevante a participação do setor elétrico em relação às emissões totais nacionais, outros cenários igualmente plausíveis, porém mais emissores poderão ocorrer.

4.2- Cenário de Baixas Emissões

O potencial de mitigação para um cenário de baixo carbono para o setor energético, excluindo-se o setor de transportes, projetado no estudo de Gouvello (2010), prevê uma redução da emissão acumulada no período de 1.824 MtCO₂e, entre 2010 e 2030, passando de um nível de 7.587 MtCO₂ e (cenário de referência) para 5.763 MtCO₂e (cenário de baixo carbono), com base em projetos de mitigação nos seguintes segmentos:

1. Eficiência energética e troca de combustível no setor industrial
2. Eficiência energética nos setores residencial e comercial
3. Geração eólica e com biomassa
4. Estímulo ao emprego da tecnologia de GTL e efficientização de refinarias

Além desses segmentos, contempla, ainda, como potencial adicional para a redução de emissões a importação de energia hidrelétrica da Venezuela e a exportação de etanol. Os principais resultados e parâmetros desse estudo que foram utilizados para estimar o potencial e segmentos da geração de eletricidade que irão integrar o presente trabalho estão condensados na Tabela 13.

Como anteriormente mencionado, o setor elétrico brasileiro caracteriza-se pela baixa intensidade das emissões de GEE em relação ao padrão internacional, tendo em vista o perfil da sua matriz elétrica cuja geração é predominantemente oriunda de fontes renováveis e não emissoras (hidroeletricidade, biomassa, eólica e nuclear). Com efeito, em

⁸ - De acordo com o PDEE 2019, pg 70, a elevação da capacidade de armazenamento em 2019 de 11% é bastante inferior ao aumento planejado da capacidade instalada de 61% das novas usinas.

2005, as emissões dos GEE associadas à geração de eletricidade representavam pouco mais de 1% em relação às emissões nacionais⁹.

Tabela 13 - Parâmetros utilizados no cenário de baixas emissões

Segmentos	Potencial de abatimento Mt CO ₂ e	Média anual (Mt CO ₂ e)	Investimento 2010-2030 (US\$ bilhões)	Investimento adicional (1) (US\$ bilhões)	Custo de abatimento (2) (US\$/tCO ₂)	Preço carbono (US\$/tCO ₂)	Taxa Interna de Retorno (3) (IRR %)
Cogeração (bagaço de cana)	158	8	52.264	35.508	-105	8	18
Eólica	19	1	12.898	8.611	-8	93	10
Interligação Venezuela	28	1	0,455	-1221	-31	216	15

Fonte: Gouvello (2010)

Notas: 1) Investimento adicional para o cumprimento das metas do cenário de baixo carbono, comparativamente ao cenário de referência; 2) Custo de abatimento a um taxa de desconto de 8%; 3) Taxa esperada pelos investidores.

Além disso, aparentemente, uma parte importante das opções de mitigação contempladas no estudo coordenado por Gouvello (2010) foi incorporada no PDEE 2019 que alterou a trajetória de intensificação do uso de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica no SIN e ampliou o programa de eficiência energética em relação às metas propostas no PNE 2030.

No entanto, em face ao grande potencial de geração de energia elétrica remanescente com fontes renováveis e não emissoras e, sobretudo, em função do potencial técnico e econômico reconhecido examina-se a possibilidade de uma redução adicional de emissões, tendo como cenário de referência as emissões estimadas no PDEE 2019 apresentadas na Tabela 10.

A construção do cenário de baixas emissões para o setor elétrico nacional que a seguir será apresentado se baseou nas oportunidades de redução das emissões dos GEE identificadas por meio da ampliação da geração com biomassa, em particular, com a utilização do bagaço de cana, e da geração com energia eólica.

O estudo citado mostrou que essas oportunidades de mitigação, para as quais foram calculados os custos de abatimento das emissões, apresentaram custos negativos quando descontadas a 8% (taxa de desconto social). A análise desenvolvida descontando os fluxos de caixa a taxas setoriais privadas alterou o posicionamento dessas opções, revelando que para biomassa o preço que tornava atraente do ponto de vista privado era de US\$34/tCO₂ e de US\$ 98,5/tCO₂ para a geração eólica.

Tal fato, no entanto, não invalida essas opções de mitigação, na medida em que os preços de oferta de energia eólica estão caindo e a tendência é que eles desçam ainda mais nos próximos leilões. No último leilão realizado, agosto de 2010, o preço médio foi de R\$130,86./MWh, contra o máximo de R\$204,35/MWh praticado no leilão do PROINFA. Essas novas cotações, não foram captadas pelos estudos acima mencionados que

⁹ - Esse percentual foi calculado considerando as emissões estimadas na Figura 7.11 do PNE 2030 para o setor elétrico, de 27 MtCO₂ dividido pelo total das emissões nacionais estimadas no 2º Inventário nacional de GEE em 2005.

trabalharam para definir o custo de abatimento do carbono e a atratividade da geração eólica do ponto de vista empresarial, com custos de investimentos mais elevados em função, sobretudo, do alto índice de nacionalização dos equipamentos exigidos no PROINFA e mantidos no leilão específico de 2009 (60%) e dos custos de impostos também onerados pelas incertezas relacionadas à isenção do ICMS. Muitos participantes do último leilão incluíram o ICMS no custo dos impostos e o governo terminou por manter a isenção desse imposto até janeiro de 2010.

Para a construção do cenário de baixas emissões foram adotadas as premissas e parâmetros a seguir:

Premissas

1. Potência instalada de fonte eólica adicional àquela prevista no PDEE 2019, de 2,5 GW a partir de 2015, com um fator de capacidade de 44% (com base no leilão de agosto de 2010)¹⁰.
2. O potencial técnico da geração de energia elétrica com biomassa de bagaço de cana de 8,2 GW médios em 2015, de acordo com o PDEE 2019. Considerou-se que desse potencial total, 5% seriam economicamente viáveis para serem ofertados ao SIN.
3. Substituir a geração proveniente da geração com óleo combustível e 50% (metade) de carvão mineral por energia eólica e/ ou energia de fonte de biomassa.

Parâmetros:

1. Fator de emissão médio da geração com óleo combustível: 798 tCO₂/GWh, para eficiência de 35%
2. Fator de emissão médio da geração a carvão mineral: 1558 tCO₂/GWh, para eficiência de 25%.

A Tabela 14 apresenta os totais anuais de energia térmica gerada à base desses combustíveis fósseis a ser retirada do SIN, e as emissões de GEE associadas nesse cenário. A Tabela 15 e a Figura 7 mostram os volumes anuais de emissões estimadas no cenário de referência e no cenário de baixas emissões. Observa-se, conforme apresentado na Tabela 16 que os potenciais de fonte eólica e de biomassa considerados nas premissas 1 e 2 acima descritas são superiores à energia a ser retirada do sistema interligado (SIN).

Tabela 14- Geração térmica a ser retirada a partir de 2015 - GWh

¹⁰ - De acordo com a ABEEólica em 2020 a capacidade instalada de eólica poderia chegar a 10GW. Como o Plano 2019 já prevê instalar até 2019, 6GW considera-se razoável ampliar essa meta para 8,5 GW. No último leilão de fontes alternativas realizado em fins de agosto de 2010 foram contratados projetos cuja capacidade instalada total de 2.047,8 MW de potência instalada, com quase 899 MW médios contratados ao preço médio de R\$ 130,86. Isto somado aos 1.805,7 MW arrematados em 2009, resultam em mais de 3.800 MW apenas no horizonte 2009-2010

Tipo	205	206	207	208	209
Óleo Combustível	480	480	480	526	612
Carvão Mineral	708	708	650	708	708
TOTAL	1188	1188	1090	1264	1310
Emissões (MtCO₂)	14	14	14	15	16

Tabela 15 - Cenário de Baixas Emissões: 2010-2019

Scenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Oil Emissions - MtCO ₂	26	32	38	46	50	38	38	38	32	31	38
Coal Emissions - MtCO ₂	26	32	38	46	50	47	46	47	49	51	48
% Reduction	0%	0%	0%	0%	0%	32%	29%	29%	35%	39%	18%

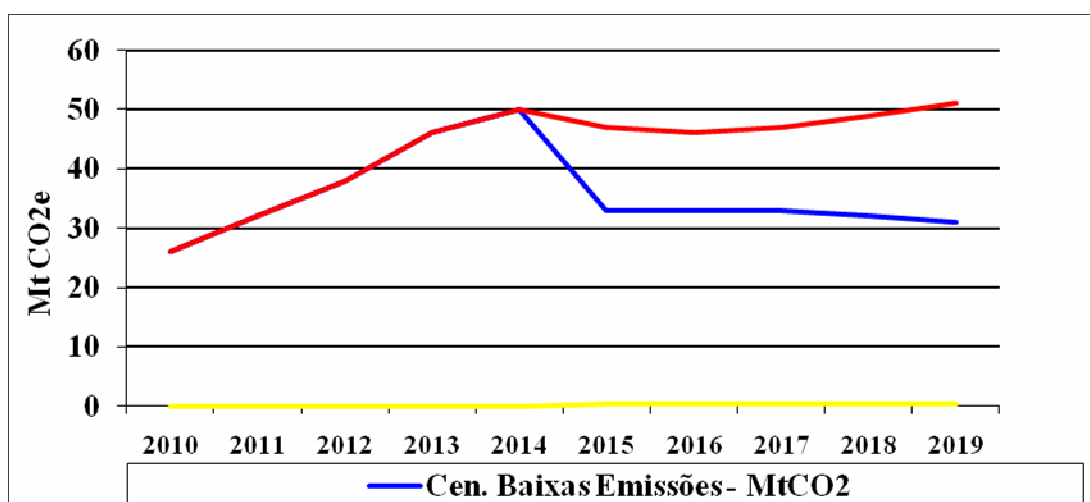


Figura 7 - Emissões do cenário de referência versus cenário de baixas emissões 2010-2019

Tabela 16 - Geração térmica a ser retirada X geração não emissora substituta - GWmed

Tipo	2015	2016	2017	2018	2019
Óleo Combustível	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
Carvão Mineral	0,4	0,4	0,75	0,4	0,4
Total a ser retirada	0,9	0,9	1,3	1,0	0,9
Eólica GW médio (Premissa 1)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Biomassa GW médios (Premissa 2)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Total Ofertado/ fontes não emissoras	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6

É importante observar que a proposição de um cenário de baixas emissões tem apenas o objetivo de contribuir para a discussão sobre a conveniência ou não da participação do setor elétrico no mercado de *cap-and-trade* que eventualmente venha a ser formado no Brasil

Além da pequena participação das emissões do setor elétrico em relação ao total das emissões nacionais há muitas incertezas relacionadas ao despacho hidrotérmico que de fato irá ocorrer nos próximos dez anos, aos fatores de emissões utilizados para estimar as emissões associadas à geração térmica a ser retirada, aos custos e barreiras técnicas relacionados com interligação das usinas eólicas (que podem representar até 10% do investimento total do projeto, segundo a ABEEólica) e de biomassa ao SIN e à geração das usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis inflexíveis, que não foi quantificada para ajustar o volume de geração térmica a ser retirada no cenário de baixa emissão.

Nessas condições, se houver um mercado do tipo *cap-and-trade* no Brasil, propõe-se que o setor elétrico participe dessa experiência com meta de redução das emissões na faixa de 20%, conforme estimadas no cenário de baixas emissões, tendo em vista que tal patamar de redução é razoável e compatível com a disponibilidade técnica e econômica de fontes energéticas não emissoras existentes no país..

A idéia subjacente nessa proposta é a de que esse tipo de participação tem a vantagem de não onerar o setor elétrico e, ao mesmo tempo, contribuir para uma melhor compreensão, aprendizado e irreversibilidade da incorporação das novas opções tecnológicas de geração de energia elétrica com fontes não emissoras e de menor impacto socioambiental, no âmbito do SIN.

5 Impactos da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis

Dadas as diversas oportunidades listadas no item anterior, a materialização do aumento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis apresenta apenas impactos positivos para a matriz elétrica do País.

O primeiro e mais óbvio impacto da maior penetração das fontes renováveis substituindo a queima de combustíveis fósseis é a redução da emissão dos gases de efeito estufa, particularmente o CO₂, mas também o CH₄. O Brasil manteria, assim, a sua tradição de

uma matriz elétrica e energética bastante limpa, e deixaria de remar na contramão, na qual se tinha colocado recentemente, de ter a energia nova a ser entregue no futuro baseada em termelétricas baseadas em carvão e derivados de petróleo. Uma situação que se reveste de certa ambigüidade é o caso dos grandes reservatórios que, como mencionado anteriormente, pode resultar no aumento das emissões de metano, ainda não contabilizadas no âmbito da Convenção do Clima, mas que já apresentam restrições no âmbito do Protocolo de Quioto.

Um benefício adicional das fontes renováveis no que diz respeito a emissões, é a redução de outros poluentes mais tradicionais como o SO₂ e os NO_x, que contribuem para a poluição local e regional, inclusive para a chuva ácida e, neste sentido, o arcabouço vigente é ainda relativamente frouxo, dependendo do licenciamento local que, em muitas regiões ainda consideram as centrais termelétricas como um indicador de desenvolvimento, e como demonstrado anteriormente, tenderam a ser instaladas na Região Nordeste do País, já que os estados da Região Sudeste são mais exigentes nos limites admissíveis por estas plantas.

Um segundo impacto positivo do aumento da utilização das fontes renováveis é a sua própria consolidação, ajudando a estabelecer um ciclo virtuoso no qual o aumento da escala permite o barateamento dos custos de instalação o que, por sua vez, contribui para um aumento da sua utilização pela maior competitividade, podendo se reduzir eventuais valores prêmio para algumas fontes, que em momentos iniciais precisaram do apoio do PROINFA ou de leilões específicos com preços diferenciados. O caso mais marcante foi o recente leilão de energia eólica discutido anteriormente.

A mudança de escala e a consolidação de um mercado consumidor de tecnologias renováveis, no porte de um país como o Brasil resulta automaticamente na instalação em território nacional de fábricas para a produção local dos equipamentos, a exemplo do que vem acontecendo com a indústria eólica. Até então o País já tinha uma tradição na produção de equipamentos para pequenas centrais hidrelétricas. Com a produção local também aumenta a criação de empregos e, neste caso, num segmento que internacionalmente só tende a crescer. Fortalece-se também a capacitação nacional com a demanda de expertise local.

Outros impactos universalmente reconhecidos do aumento de escala das fontes renováveis é o aumento da segurança energética, já que os recursos energéticos são endógenos, ainda que, num primeiro momento, a tecnologia possa não ser. Aumenta-se a diversidade de energéticos, o que, no caso do Brasil com uma matriz elétrica basicamente hídrica, requer alternativas. Existe uma evidente complementaridade entre o potencial eólico e hídrico na Região Nordeste, e entre o potencial hídrico e o de biomassa na Região Sudeste.

Um potencial impacto negativo observado é o caráter não-despachável das fontes renováveis, particularmente numa matriz já eminentemente hidrelétrica. Mas, como mencionado anteriormente, existe uma complementaridade entre algumas destas fontes renováveis. Ademais, um maior conhecimento dos recursos renováveis permitirá estimar estocasticamente, tal como já é feito para o recurso hídrico, a probabilidade de se contar com estes recursos, o que numa grande área sempre existirá.

6. Programas de *cap-and-trade* no setor elétrico

6.1 A experiência internacional

A experiência internacional de *cap-and-trade* com impactos no setor elétrico certamente pode trazer algumas lições para o Brasil. Quatro são os principais exemplos: os Esquemas de Comercialização de Emissões Europeu (EU ETS) e Neozelandês (NZ ETZ), o Esquema de Redução de Gases de Efeito Estufa do estado de New South Wales (GGAS), na Austrália e a Iniciativa Regional de Gases de Efeito Estufa de vários estados do Nordeste Americano (Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI). O GGAS foi o primeiro a se tornar operacional, e o EU ETS é o maior sistema em operação, já na sua segunda fase, e com a terceira fase já delineada. O EU ETS tem sido acompanhado com grande interesse, internacionalmente, e incorreu inicialmente em alguns problemas que foram paulatinamente mitigados e proveu lições para os que surgiram subsequentemente.

Um aspecto importante que distingue o setor elétrico é o fato de operar em mercados relativamente domésticos, regulados e com facilidade de repassar os custos das permissões/obrigações que os participantes (geradores, distribuidores, comercializadores de energia elétrica) compram para os consumidores finais.

No caso europeu há consenso de que foram dadas menos permissões de emissões que o necessário, resultando na necessidade de se adquirir o déficit no mercado de carbono. Por outro lado, o eventual custo real ou especulativo deste déficit de emissões tem sido transferido para as tarifas, gerando, em muitos casos, ganhos extraordinários, já que as permissões são dadas gratuitamente. Haveria, portanto, ganhos no repasse do custo de oportunidade do CO₂ que seriam superiores aos custos do nível de cumprimentos das obrigações do mecanismo.

Um estudo desenvolvido pelo PointCarbon para o WWF estimou o nível de ganhos extraordinários para cinco países (Alemanha, Reino Unido, Itália, Polônia e Espanha) entre 23 e 63 bilhões de euros, ao longo do segundo período do mecanismo europeu (2008-2012), para um preço da permissão variando entre 21 e 32 €/t CO₂, e diferentes condições de repasse das permissões para as tarifas. No caso, mais crítico, a Alemanha, o estudo estima ganhos da ordem de 11 euros por MWh. O estudo conclui que estes ganhos são maiores nos países com alto nível de repasse dos custos do CO₂ nos preços do mercado atacadista de energia, nos países em que a eletricidade é muito intensiva em carbono e nos países que alocam altos percentuais de permissões gratuitas para o setor elétrico. O estudo finaliza afirmando que, em última instância, os ganhos advêm da alocação gratuita das permissões para a geração de energia.

Logicamente, o repasse está se dando nas tarifas de geração e não, necessariamente, transferidas diretamente ao usuário final se houver um preço limite (*cap*) no repasse para as distribuidoras, o que não é exatamente o caso do modelo brasileiro, onde a tarifa é composta de custos gerenciáveis pela própria distribuidora e os custos não gerenciáveis que são aqueles de geração e transmissão, automaticamente repassados à tarifa final.

Assim, como no caso brasileiro, o ponto referente a uma eletricidade intensiva em carbono não é muito relevante, as lições a serem aprendidas estariam focadas na atuação do regulador em evitar os repasses e a alocação de todas as eventuais permissões distribuídas gratuitamente.

Os ganhos extraordinários foram certamente o maior problema do mecanismo europeu, que será corrigido no terceiro período, que se inicia em 2013, com a introdução de leilões para as permissões para o setor elétrico, algo já implantado de início no RGGI americano.

De uma forma geral, o setor elétrico vem desempenhando papel fundamental nos esquemas de comercialização de emissões, com um papel menos relevante apenas na Nova Zelândia, que como o Brasil, tem a maior parte de sua energia elétrica de fontes limpas. Enquanto o RGGI e o GGAS são mecanismos focados na produção fóssil de energia elétrica, no EU ETS, o setor elétrico tem tido uma abordagem agressiva, tanto comercializando como fazendo hedge, garantindo, assim, seus contratos futuros. Entretanto esta abordagem europeia é, por outro lado, sem muito risco, já que se pode repassar às tarifas, resultando inclusive nos ganhos anteriormente mencionados.

No esquema australiano, que começou a operar em 2003, os participantes compulsórios, (distribuidores/comercializadores de energia elétrica, grandes consumidores conectados diretamente à rede nacional e geradores que fornecem diretamente a consumidores finais), devem cumprir metas obrigatórias para reduzir as emissões de GEE provenientes da produção da eletricidade que eles fornecem ou utilizam. O sistema deve ficar em vigência até 2012, a partir de quando os objetivos de redução passarão a ser maiores, para o período até 2020.

O regime estabelece uma meta per capita para as emissões de GEE do setor elétrico do estado como um todo. Também estabelece regras para a conversão deste valor de referência do setor em parâmetros individuais de emissão de gás de efeito de estufa para cada participante. O Governo fixou uma meta anual de emissão per capita a partir do ano inicial e que era reduzida anualmente até atingir o patamar de 7,27 toneladas de equivalente dióxido de carbono (CO₂-e) per capita em 2007, que é 5% abaixo do ano base do Protocolo de Quioto de 1989 -90. Esta meta seria então mantida por todo o período 2007-2012. O não cumprimento da meta implica numa penalização de 12 dólares por tonelada. Cada participante é obrigado a cumprir sua quota na meta do setor anualmente. Uma variação de 10% é tolerada sem penalização, mas tem que ser compensada no ano seguinte.

O regime australiano permite que as metas sejam cumpridas através de um regime de comercialização de emissões reduzidas em unidades geradoras que melhorem seus níveis de emissão, de ações de eficiência energética, de redução de consumo e de sequestro, através de reflorestamento. Dois pontos são particularmente relevantes e que podem fornecer algumas lições ao Brasil. O primeiro diz respeito ao fato das obrigações de reduções se darem no segmento da distribuição de energia, onde os agentes têm maior facilidade de implantar ações de eficiência energética, os quais, no caso brasileiro, têm a opção de gerarem ou adquirirem até 10% de sua carga a partir da geração distribuída. Um mecanismo como este poderia certamente ajudar a deslançar um preceito legal ainda não utilizado. O outro ponto é que a entidade reguladora/controladora do regime é exatamente a agência reguladora de serviços públicos (eletricidade, gás água e transportes).

Na Nova Zelândia, o programa fez a opção de não alocar permissões para o setor energético uma vez que ele é capaz de repassar o custo de suas obrigações do ETS para os consumidores finais. O objetivo é que, durante o período de transição, de 1 de Julho de 2010 a 31 dezembro de 2012, os participantes do esquema, ou seja, os emissores de gases de efeito estufa na produção de eletricidade só serão obrigados a entregar uma tonelada de CO₂ (NZU) para cada duas toneladas de emissões ou podem comprar NZUs do governo para cumprir as suas obrigações, a um preço fixo de US \$ 25 por NZU. No período

seguinte a compensação deverá ser de um para um. O esquema poderia ser comparado ao sistema de compensações das emissões das termelétricas que o IBAMA tentou implantar no País, através da Instrução Normativa no. 7, posteriormente derrubada pelo Superior Tribunal de Justiça

Já o RGGI envolve dez estados do Nordeste dos Estados Unidos e objetiva estabilizar as emissões do setor elétrico desses estados em 188 milhões de toneladas de CO₂ por ano, no período de 2009-2014, num primeiro momento, e depois reduzir anualmente este patamar em 2,5% até uma redução total de 10% em 2018. Foram definidos períodos de cumprimento de três anos e o primeiro período estende-se de janeiro de 2009 a dezembro de 2011. Ao final de cada período de controle, cada usina regulada deve apresentar uma permissão para cada tonelada de CO₂ emitido nos últimos três anos.

A linha de base para o patamar de emissões estabelecido, espécie de orçamento de emissões, foram as emissões do período 2000-2004, tendo sido previsto um crescimento das emissões até o ano inicial do mecanismo, que foi 2009. Este orçamento foi então rateado proporcionalmente entre os dez estados.

São participantes compulsórios do esquema todas as plantas de geração acima de 25 MW, com mais de 50% de sua geração baseada em combustíveis fósseis. Elas totalizam 209. Os geradores podem fazer uso de uma variedade de opções para dar cumprimento ao RGGI. Podem reduzir suas emissões através de medidas de eficiência energética, substituição de combustíveis, ou utilização de novas tecnologias, e, em seguida, vender as suas licenças em excesso. Geradores também pode simplesmente comprar licenças de emissão suficientes para cobrir as suas emissões, se eles emitem mais dióxido de carbono do que sua atribuição inicial de licenças de emissão permitiria.

No caso, os estados vendem quase todos os direitos de emissão através de leilões trimestrais e investem o produto em benefícios para o consumidor. Ações de eficiência energética e energias renováveis foram contempladas com algo em torno de 70% das receitas dos leilões. São toleradas neutralizações fora do setor elétrico até o limite de 3,3% das obrigações das usinas. Entre os exemplos de categorias de projetos elegíveis para neutralizar as emissões do setor estão projetos que capturam ou destroem metano dos aterros ou através de operações de gestão agrícola do estrume.

RGGI inicialmente permite que projetos de compensação em qualquer lugar nos Estados Unidos. Se o preço médio das permissões subir para um patamar superior a US\$ 7 por tonelada, os emissores estão autorizados a compensar até 5% de suas emissões com ações de neutralização fora do setor. Se os preços subirem acima de US\$ 10 por tonelada, permitir-se-á cobrir até 10% além projetos de compensação fora dos Estados Unidos, bem como licenças de emissão da EU ETS e do Protocolo de Quioto, através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Se os preços das permissões subir acima de uma média de US\$ 10 dólares por tonelada no período de cumprimento, este será prorrogado por um ano, estendendo cumprimento para quatro anos.

Desde o primeiro leilão de permissões, realizado em 2008, quando elas foram vendidas a US\$3.07 por tonelada de CO₂, o maior valor alcançado foi de US\$ 3.51 por permissão. Segundo estimativas do RGGI, o custo das emissões de CO₂ é uma parte muito pequena das contas de energia elétrica. Em média, o teto (*cap*) sobre as emissões de CO₂ resulta em algo em torno de 0,4-1% da média das contas de energia elétrica residencial, dependendo do estado.

6.2 Condicionantes e barreiras ao regime de *cap-and-trade* no Brasil

Uma primeira e primordial barreira ao regime no Brasil é a relutância do governo brasileiro adotar qualquer regime de compromisso formal, que não seja absolutamente voluntário. Como desdobramento desta questão surgiria a questão de estabelecimento de uma meta para o setor de energia elétrica que é considerado um dos mais limpos do mundo, embora não seja esta a tendência recente.

Uma iniciativa recente do IBAMA, através do instituto da Instrução Normativa nº 7, que tinha o potencial de ser acolhida no âmbito do CONAMA, para compensar emissões de GEE das termelétricas em processo de licenciamento, enfrentou uma forte reação setorial, tendo ao final sido derrubada por uma decisão do Tribunal Superior de Justiça, após interpelação judicial das entidades de classe dos setores ligados à geração termelétrica.

Outra importante barreira é o próprio modelo do setor elétrico nacional que está baseado na figura de um comprador único da energia a ser entregue no futuro, e estas compras são baseadas em leilões, que como mencionado anteriormente, foram vencidos no período 2005-2008 por plantas de geração baseadas em fontes muito emissoras, que serão as novas fontes de energia a serem despachadas até 2013. As distribuidoras, por sua vez, compram sua energia futura deste *pool*, que também se torna numa espécie de vendedor único, na medida em que a energia comprada é igualmente rateada pelas distribuidoras demandantes, e elas não têm, portanto, opção de escolha quanto a energia que receberão do despacho. No horizonte, a partir de 2014, toda a energia nova a ser leiloada, seria possivelmente de fonte renovável, o que restringe o escopo do mecanismo no horizonte de médio para longo prazo.

Cabe, por outro lado, às distribuidoras as iniciativas na área de eficiência energética e a opção de adquirirem até 10% de sua demanda a partir de geração distribuída, que pode até ser produzida pela própria distribuidora, mas com um limite de repasse à tarifa que, em geral, tem inviabilizado tal sistemática.

Adicionalmente, surge o dilema que, de alguma forma é comum ao processo de *cap-and-trade* para o setor elétrico, o *cap-and-trade* deve ser baseado no gerador ou na carga, ou seja, no distribuidor. A experiência internacional demonstra que ambos os casos podem ter resultados positivos, e precisariam ser considerados no caso brasileiro. Qualquer limitação ao gerador poderia resultar na alteração da ordem de mérito de despacho passando-se a priorizar fontes menos emissoras, por outro lado, se alocado no distribuidor poderia estimulá-lo a buscar alternativas via geração distribuída. Qualquer uma das alternativas poderia vir a causar algum tipo de impacto na tarifa final, que não foi possível no âmbito deste estudo se estimar.

Assim, é evidente que as possibilidades do setor elétrico oferecer oportunidades de redução de emissões dentro de um sistema de *cap-and-trade*, com base nas atuais informações oficiais, são restritas e concentradas na substituição das térmicas a óleo combustível, diesel e carvão mineral, em operação ou que serão incorporadas como resultado dos leilões ocorridos entre 2006 e 2008. Isto representaria um valor inferior a 2,5 GWmed, ou algo inferior a 3% da energia elétrica, já que o planejamento oficial assume que novas térmicas não serão incorporadas nos leilões futuros. Contudo, a ressalva colocada que poderá haver novas térmicas se não se conseguir licenciar novas hidrelétricas, o que é um cenário bastante provável de acontecer, sinaliza a perspectiva de que as emissões poderão ir além do cenário atual, no qual estas quase duplicariam, passando de 26 para 51 MtCO₂eq, em

2019, abrindo assim espaço para maiores níveis substituição, que aquele sistema poderia ajudar fazer acontecer.

7 Conclusões

Como demonstrado nos itens anteriores, o Brasil tinha um histórico de matriz elétrica eminentemente hidrelétrica, mas que foi sendo fossilizada pelos leilões de energia nova realizados desde 2005. Os dois penúltimos documentos mais importantes de planejamento produzidos pelo governo federal – PNE 2030 e PDEE 2008-2017 sinalizavam na direção de um crescimento desta tendência, inclusive com a utilização de fontes extremamente emissoras como óleo combustível e óleo diesel, além de carvão mineral. A crise econômica de 2008-2009 contribuiu para o desaquecimento da economia e, conseqüentemente, para a previsão da redução de consumo de energia elétrica, o que aliado a uma boa hidraulicidade dos últimos anos e a pressão ambiental pela manutenção de uma matriz elétrica resultou numa certa inversão desta tendência.

O último documento de planejamento energético do governo federal, o PDEE 2010-2019, ainda na sua versão preliminar, muda completamente o direcionamento dos dois anteriores e indica a total abolição das fontes fósseis nos próximos leilões a serem realizados no horizonte do estudo. O resultado para o setor elétrico vai ao encontro daqueles que defendem e acreditam ser possível a manutenção de uma matriz elétrica limpa, todavia este resultado é tão desejável quanto parece inverossímil. Uma simples frase, diluída no Capítulo III, referente à geração de energia elétrica endossa esta apreensão:

“Há que ressaltar, no entanto, que a concretização deste plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévias Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. Caso contrário, uma eventual expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, mas também projetos a carvão mineral, como por exemplo a UTE CTSUL (650 MW), poderão constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados”.(PDEE, 2019, pg. 83).

Por outro lado, o potencial de utilização de recursos renováveis na matriz elétrica brasileira é, como demonstrado anteriormente, extremamente significativo e centrado em recursos hidrelétricos, eólicos e de biomassa, em particular do bagaço da cana, além de grandes perspectivas na área da eficiência energética. E estas fontes já se mostram competitivas nos leilões de energia nova.

Neste cenário a institucionalização de um sistema de *cap-and-trade* contribuiria para a consolidação de uma matriz elétrica mais limpa, na hipótese de que as hidrelétricas, o que é muito possível, não se materializem nos prazos ou nos níveis previstos. Como não existem evidências de que tenham sido contornadas as dificuldades do processo de licenciamento, a menos de soluções *ad hoc*, específicas para cada caso é de se supor que muitos licenciamentos sofrerão diversas formas de constrangimento que podem inviabilizá-los nos horizontes planejados.

Por outro lado, é evidente que a solução alternativa para eventuais impasses no processo de licenciamento das hidrelétricas não foi colocada numa maior participação das novas

renováveis, mas nas termelétricas, ainda que a gás natural, mas também com a opção do uso do carvão. Entretanto, se assim for, a experiência do período 2005-2008 mostrou que o resultado dos leilões não é tão previsível, e o resultado final pode ficar longe daqueles que advogam a redução de emissões. Assim uma penalização das fontes mais emissoras seria salutar, e o regime de *cap-and-trade* sinaliza nesta direção. Uma internalização do preço do conteúdo de carbono da matéria prima para geração de energia elétrica faria alterar a prioridade até então dada pelos agentes de mercado na opção, por apresentar alternativas mais emissoras quando dos leilões. Ademais, num momento posterior, faria alterar a ordem de mérito no momento do despacho colocando o gás natural como prioridade, na frente do carvão e óleo combustível.

Um regime de *cap-and-trade* nacional também poderia ajudar a fortalecer o desenvolvimento de projetos fazendo uso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto, no qual o Brasil já é o terceiro País em volume de projetos, mas com uma participação reduzida, no volume de emissões evitadas. A necessidade de reduzir ou ao menos não aumentar seus limites de emissão faria com que os agentes de geração e distribuição buscassem projetos mais limpos, para atingir seus limites, e o MDL continuaria sendo um instrumento de alavancagem para realização de tais projetos, ainda que dentro de um regime de *cap-and-trade*. Existe uma dúvida no sentido de que a imposição legal de tal limite poderia caracterizar uma situação de não-adicionalidade, mas já há um entendimento do Comitê Executivo do MDL que políticas de incentivo à redução de emissão posteriores à vigência do Protocolo, na forma de imposições legais, podem gerar adicionalidade.

Um risco inerente a um sistema de *cap-and-trade* no setor elétrico seria um potencial aumento das tarifas de energia elétrica, se a tendência for priorizar alternativas mais caras, o que, em alguns casos, caracteriza as fontes menos emissoras. Obviamente, a forma mais barata de geração de energia elétrica são as hidrelétricas. Os recentes leilões deixaram a geração a partir de energia eólica e do bagaço de cana em níveis mais baixos do que aqueles de fontes consideradas de baixo custo, como o carvão mineral, o que pode eventualmente ser revertido na busca de voltar a ser competitivo, ainda que não se esteja prevista a compra de nova energia de fonte fóssil. A energia hidrelétrica, no momento tem total isenção de contabilização de possíveis emissões de metano, enquanto o carvão é inegavelmente a fonte mais emissora. Uma maior participação da energia eólica ou de geração a gás natural, pode eventualmente introduzir algum impacto no preço final da energia elétrica.

O tamanho do limite (*cap*) no caso brasileiro é difícil de prever com exatidão, face ao caráter estocástico da disponibilidade hídrica, e que se agrava com um aumento significativo da opção eólica, se não houver um conhecimento profundo da disponibilidade deste recurso.

A adoção de um mercado nos moldes *cap-and-trade* no Brasil, envolvendo o setor elétrico pressupõe, obviamente, o estabelecimento de limites para a emissão dos GEE por parte das usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis que são despachadas no âmbito do SIN para atender aos requisitos do mercado consumidor de energia elétrica, ou para a emissão da energia fornecida pelas distribuidoras, caracterizando a opção de redução na geração ou na carga, uma decisão que encontra prós e contras em ambas as situações. Outro ponto que pode causar algum impacto é a questão da emissão gratuita ou de leilões das permissões (*allowances*).

O presente estudo concluiu também que a adoção de uma meta para o setor elétrico da ordem de 20%, no acumulado entre 2010 e 2019 é factível e compatível com o perfil setorial em termos de emissões, mesmo levando-se em conta a pequena participação das emissões do setor elétrico em relação ao total das emissões nacionais, as incertezas relacionadas ao despacho hidrotérmico e os custos e barreiras técnicas relacionados com interligação das usinas eólicas e de biomassa ao SIN.

Referências:

ASPE; Escelsa; Camargo Schubert (2009). **Atlas Eólico – Espírito Santo**. <http://www.aspe.es.gov.br/atlaseolico/index.htm>.

BENEFÍCIO ampliado. **Revista Brasil Energia**, Rio de Janeiro, no 352, pg 66, mar. 2010.

BRASIL. **Plano Nacional sobre Mudança do Clima**. Brasília, 2008.

CEPEL (2001). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**.

COWART, R. (2004). **Another Option for Power Sector Carbon Cap and Trade Systems -Allocating to Load**. <http://www.raponline.org/Pubs/RC-CapTrade-5-04.pdf>.

Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades / editado por Sergio Margulis e Carolina Burle Schmidt Dubeux; coordenação geral Jacques Marcovitch. São Paulo: IBEP Gráfica, 2010.82 p.

ELETROBRÁS (2008). Estado de Alagoas – **Atlas Eólico**. <http://www.eletronbras.com/elb/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7B5D4ECDB0-0B45-498F-ACBF-4ECE55873E1D%7D&ServiceInstUID=%7BEB1F1DDA-8DEF-44B6-880D-28F13D844095%7D>

EPE (2005). **Plano Nacional de Energia 2030**

_____. (2008) **Plano Decenal de Expansão de Energia 2017**

_____. (2010). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**.

EU ETS. http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/index_en.htm

GOUVELLO, Christophe de (Coord.). **Brazil Low-carbon Country Case Study** .May 31, 2010. The World Bank Group.

Greenhouse Gas Reduction Scheme (GGAS). <http://greenhousegas.nsw.gov.au/>.

Ministério de Minas e Energia (2009). **Perspective of Brazil's Energy Matrix Towards 2030**. Fourth REEP Regional Preparatory Meeting.

_____.(2010). **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.** Não publicado.

Onno Kuik and Machiel Mulder. **Emissions trading and competitiveness: pros and cons of relative and absolute schemes.**

PointCarbon, 2008, EU ETS Phase II – The potential and scale of windfall profits in the power sector.

Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI). <http://www.rggi.org/home>.

Rio Grande do Sul. **Atlas Eólico.** http://www.semc.rs.gov.br/atlas/INDEX_diag.htm.

REIS, Tereza V. Mousinho. **Metodologia para estimar a linha de base de projeto MDL conectado a sistema elétrico: uma abordagem prospectiva,** São Paulo, 2009. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

SWERA (2005). **Solar Resource Information.** <http://swera.unep.net/index.php?id=7>

The New Zealand Emissions Trading Scheme.
<http://www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/>.