



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL COM A AMÉRICA DO SUL NO CONTEXTO DO PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2050

JOÃO J. A. DE PAULA; VIVIANE T. NASCIMENTO; MIGUEL E. M. UDAETA; ANDRÉ L. VEIGA GIMENES

RESUMO

O planejamento elétrico nacional tem o desafio de garantir a demanda futura. Uma forma de assegurar esse atendimento é ampliar a integração energética com países vizinhos, ampliando o emprego de fontes renováveis e a redução de custos com ampliação de infraestrutura. Neste trabalho, é feita uma análise do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), com enfoque na integração elétrica entre países da América do Sul, estudando as possibilidades de integração contempladas no documento e alternativas. Como metodologia, o planejamento energético de outros países é empregado.

PALAVRAS-CHAVE

Integração energética, Energia elétrica, Planejamento energético.

1.0 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um país demanda maior consumo energético e é preciso tempo suficiente para que energia adicional seja obtida. Por isso, cidades, estados, regiões e países elaboram seus planos energéticos de forma que a demanda futura possa ser atendida da melhor forma possível, com os recursos e formas de energia disponíveis. No passado, um país com matriz elétrica à base de carvão planejava formas de obter mais dessa matéria-prima e países com grandes reservas hidrelétricas planejava ações para seu maior aproveitamento (1).

Nos últimos tempos, um novo elemento foi adicionado: a preocupação com a obtenção de fontes de energia limpas. Países como a Dinamarca (2) e a Austrália (3) elaboraram seus últimos planos energéticos considerando uma transição para energias renováveis. Da mesma forma, o Brasil, já com forte participação de energias renováveis em sua matriz energética, traz em seu PNE 2050 a previsão de aumento de participação de outras fontes renováveis.

Este trabalho analisa a integração energética entre países da América do Sul sob o prisma do PNE 2050, estudando a prioridade a ser dada para a integração energética do Brasil com os países vizinhos seguindo-se esse plano, considerando somente a energia elétrica. Uma vez que o PNE 2050 define a estratégia oficial brasileira para o desenvolvimento energético do país em geral, e para a o desenvolvimento da energia elétrica em particular, a conclusão sobre o futuro da integração energética sob esse Plano é vital para os envolvidos no planejamento da integração sul-americana.

O planejamento energético brasileiro atual é o PNE 2050, que visa definir diretrizes e princípios do setor energético, discutir medidas e oportunidades, delineando a estratégia de expansão a longo prazo, explorando alternativas de futuro para subsidiar tomadas de decisão em políticas energéticas. Neste trabalho, analisamos o Plano somente do ponto de vista da integração energética com outros países e focando na energia elétrica, estudando as alternativas a essa integração e utilizando não somente o conteúdo do PNE 2050, mas também o que se publicou sobre esse conteúdo e como esse Plano compara-se aos de outros países. Resumidamente, a integração energética atual do Brasil com outros países da América do Sul é bastante incipiente e, embora ainda existam muitas oportunidades, o assunto não é tratado como uma prioridade até o momento, visto que as próprias informações básicas de capacidade disponível não são confiáveis. Fora do continente, não existe qualquer ação ou sequer um estudo para a integração energética do Brasil com países que não estejam localizados na América do Sul.

O trabalho está organizado em seções, sendo que na seção 2.0 são descritos os planos energéticos de alguns outros países, na seção 3.0, o Estado da Arte, com a descrição do PNE 2050 nos pontos relacionados com o objetivo deste trabalho, na seção 4.0, discute-se o que foi descrito nas seções 2.0 e 3.0 para, na seção 5.0, chegar-se às conclusões.

2.0 – PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL E EM OUTROS PAÍSES

Em grande parte dos casos, a transição para energias limpas ou renováveis significa a transição de outras formas de energia para a energia elétrica. Para substituir veículos com motores de combustão interna, prevê-se veículos

elétricos; fornos industriais a óleo diesel são substituídos por fornos elétricos e locomotivas diesel são substituídas por locomotivas elétricas. Por isto, grande parte dos planos energéticos ao redor do globo foca na energia elétrica, como na Austrália (3).

O plano australiano, com o horizonte até 2040, é composto por cenários que abrangem diferentes taxas de mudança no desenvolvimento de tecnologia, geração renovável e distribuída, políticas de descarbonização e eletrificação de outros setores, como o de transporte. No Cenário Central, o ritmo de transição é determinado pelas forças do mercado, de acordo com as políticas governamentais. Os outros cenários são variações no ritmo da transição, um mais lento que o Cenário Central e três mais rápidos.

No Cenário de Lenta Mudança, há uma transição energética mais lenta, caracterizada por lentas mudanças nos custos das tecnologias e pouca motivação política, comercial e dos consumidores. No cenário imediatamente superior ao Central, o *High Distribution Energy Resources (DER) Scenario*, uma mudança mais rápida, liderada pelo mercado consumidor, acontece, com os *DER* mais sob seu controle.

No cenário seguinte, *Fast Change Scenario*, a transição é mais rápida devido à redução de custos por avanços na tecnologia de escala da rede e direcionamento político, levando a uma saída acelerada do modelo energético atual e aumento do transporte elétrico e, por fim, o cenário de maior velocidade, onde as transições lideradas pelo consumidor e pela tecnologia ocorrem em meio a uma descarbonização global agressiva e fortes mudanças na infraestrutura.

Há diversas diferenças entre o planejamento brasileiro e o australiano. Enquanto o primeiro tenta tratar das mudanças que devem ocorrer com cada forma de geração de energia, o segundo preocupa-se primariamente com a velocidade com que ocorrerá a mudança para fontes renováveis de fontes não-renováveis – no caso da Austrália, prioritariamente o carvão. Há uma grande aposta no crescimento da geração fotovoltaica distribuída até 2040 (3).

Obrigatoriamente, será preciso a implantação contínua de geração renovável, pois a intenção é não repor a capacidade térmica não-renovável; conforme a vida prevista das usinas térmicas a carvão for chegando a seu termo, o que deverá ocorrer paulatinamente até a década de 2040, estas serão desativadas e não serão reformadas ou repostas por outras. A compensação da intermitência de geração de energia, normal em fontes como a eólica e a fotovoltaica, será feita por usinas a gás e hidrelétricas.

Algumas características do plano australiano que podem ser ressaltadas são a atenção às linhas de transmissão, o que precisará ser construído e o que será necessário reformar, e quando isso deve ser feito no período de 2020 a 2040, para cada um dos cenários; terem sido analisados custos e ranqueadas as alternativas para cada cenário, tentando-se prever os melhores caminhos a tomar e as ações ao longo do tempo, além de uma análise de riscos e da segurança de fornecimento; e, devido à sua condição de ilha, o plano australiano não ter previsto qualquer integração energética com outros países.

O planejamento da Nova Zelândia, chamado de *New Zealand Energy Strategy to 2050* (4), estabelece ações, a maioria já implementadas ou em implementação, mas praticamente sem previsões de consumo e produção de energia, sem estabelecer qualquer cenário. Não prevê metas intermediárias ou finais.

O México utiliza um planejamento de mais curto prazo, sendo que o atual *Programa Sectorial de Energía 2020-2024* (5) limita-se a uma declaração de intenções sem uma clara estratégia, sendo complementado por outros programas, tais como os programas de ampliação e modernização das redes de transmissão e distribuição da CFE (*Comisión Federal de Electricidad*).

O plano argentino, *Escenarios Energéticos 2030* (6), com base no ano de 2018 e com quatro cenários de demandas: com a extensão das políticas existentes, incorporando políticas de eficiência energética, contemplando maior penetração da energia elétrica e considerando a industrialização massiva do gás natural. Em termos de oferta, definem-se cenários de produção de gás natural e cenários de produção de petróleo estreitamente vinculados à evolução dos preços internacionais, com previsão de investimentos necessários. É um plano modesto, não há previsão de crescimento vertiginoso de oferta nem de demanda e tampouco de uma alteração radical da matriz energética. Pela baixa participação de energia hidrelétrica, eólica e fotovoltaica em sua matriz, maior importância é dada ao gás. Entretanto, é um plano preparado pelo governo e empresas estatais, ao que parece sem a participação do restante da sociedade, o que pode dificultar sua implantação por essa mesma sociedade.

Com referência à integração energética com outros países, consideram a exportação de gás natural liquefeito para o Chile e um pequeno volume para o Uruguai e Brasil, sendo que para este último o volume médio seria de 4 milhões de metros cúbicos por dia, constantes até 2030. Isto, na verdade, não chega a ser uma integração energética, já que não há qualquer estrutura física de geração ou transporte de energia entre os países, trata-se mais de comércio de *commodities*.

O plano energético da África do Sul, o *Integrated Resource Plan (IRP2019)* (7), abrange o período de 2010 a 2030 e foi revisado em 2018. Nessa revisão, o Plano entrou novamente em consulta pública e analisa a assertividade no período que vai do seu lançamento até 2018 das previsões feitas inicialmente, atualizando-as conforme vários cenários (não muito bem definidos) e listando ações para atender à demanda revisada, mas não é um plano estratégico. Quanto à integração energética, este Plano cita que há um comércio limitado de energia elétrica no continente africano, embora seja rico em recursos. A África do Sul importa energia elétrica de Moçambique e exporta para Botsuana, Suazilândia, Lesoto, Moçambique, Namíbia, Zâmbia e Zimbábue, e uma maior infraestrutura de transmissão é necessária para o crescimento desse comércio de energia e o desenvolvimento de projetos de geração.

Embora existam metodologias para a elaboração de um planejamento energético estratégico (8), os planos elaborados por diversos países são, estruturalmente, diferentes entre si. Existem planos estratégicos que, realmente, definem estratégias, outros somente listam ações, em geral mais imediatas. Alguns planos tratam, estrategicamente, das inter-relações entre a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, outros tratam de cada um desses três temas em separado. Alguns países não têm como fazer uma integração da energia elétrica com outros, de forma que isto não é tratado em seus planos; outros, que têm como fazê-la, não tratam do assunto, ou não tratam dele com profundidade. É previsível que vários cenários serão possíveis, mas vários planos consideram somente uma possibilidade ou uma quantidade reduzida de cenários. Embora considerando-se que planos energéticos devem traçar estratégias, muitos planos não são estratégicos, são mais planos executivos; sendo uma das formas de energia com maior complexidade para traçar-se estratégias, pois envolvem a concomitância da geração, transmissão e consumo, um detalhamento maior dessas estratégias é naturalmente esperado em um plano energético.

3.0 – PLANO NACIONAL DE ENERGIA (PNE 2050)

O Ministério de Minas e Energia do Brasil disponibilizou o Plano Nacional de Energia 2050, ou PNE 2050 (9) para consulta pública de julho a outubro de 2020, fornecendo dados e previsões para o cenário energético do país até o ano de 2050. Esse plano norteará as políticas energéticas nacionais pelos próximos 30 anos, sendo a base para a criação dos planos decenais e quinquenais; entretanto, poderá sofrer mudanças nesse período, adequando-se à realidade. O próprio Plano tem como base o ano em que se iniciou sua elaboração, 2015, embora traga referências de anos subsequentes.

Diante das incertezas inerentes a um planejamento de longo prazo, o Plano prevê dois cenários, um extremamente otimista, chamado de “Desafio da Expansão” (que chamaremos aqui de “Expansão”) e outro extremamente pessimista, a “Estagnação”, prevendo que o cenário real será algo entre esses dois. Na “Expansão”, o consumo de energia mais que duplicaria entre 2015 e 2050, enquanto na “Estagnação” haveria um crescimento de apenas 10% nesse período.

O Plano serve-se de alguns indicadores, entre os quais o crescimento do PIB. Na “Expansão”, prevê um crescimento médio do PIB de 3,1% a.a., o que, em função da evolução demográfica, resulta em 2,8% a.a. per capita no período. O próprio Plano reconhece que este é um cenário bastante otimista, uma vez que o crescimento do PIB per capita no país foi de 1,1% a.a. entre 1996 e 2005 e 1,8% a.a. entre 2006 e 2015.

A taxa de crescimento populacional do país vem decrescendo e essa tendência deve manter-se, de modo que deve tornar-se negativa entre 2040 e 2050, ano em que a população brasileira deve atingir a cifra de 226 milhões de pessoas. Em termos regionais, o maior crescimento deve ocorrer nas regiões Norte e Centro-Oeste, com variações acima da média nacional, mas isto não alterará a distribuição regional da população, que continuará concentrada nas regiões Sudeste (42%) e Nordeste (28%). O número de habitantes por domicílio deve passar de 3,2 em 2015 para 2,3 em 2050, provocando um aumento de 33 milhões de domicílios, atingindo a marca de 98 milhões em 2050, sendo que 89% devem ser domicílios urbanos, contra os 86% de 2015.

O PNE 2050 traz algumas diferenças em relação ao seu antecessor, o PNE 2030. Neste último, a estrutura seguiu basicamente uma abordagem tradicional, delineando a expansão da demanda de energia no horizonte de longo prazo em um cenário econômico-energético e no PNE 2050 o objetivo é delinear a visão estratégica do governo na tomada de decisão no horizonte de longo prazo, criando dois cenários e um conjunto de recomendações. Além disso, o Plano mais atual considera que existirão eventos que não só não conhecemos, como não sabemos que não conhecemos, e evita trancamentos tecnológicos. Por fim, o PNE 2050 mostra uma perspectiva de abundância de recursos energéticos, contrariamente ao Plano anterior que considerava uma escassez desses recursos.

4.0 – INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA BRASIL x AMÉRICA DO SUL

Para a elaboração do PNE 2050, vários documentos de apoio foram elaborados, entre os quais o “Panorama e perspectivas sobre integração energética regional” (10), que trata do assunto da integração energética do Brasil com outros países, mas que foi pouco aproveitado no PNE 2050, onde a integração energética não chega a ser 2% do conteúdo do texto.

A análise da integração energética com outros países, no PNE 2050, é feita somente da perspectiva do Brasil e concentra-se em eletricidade e gás natural, considerando unicamente a integração com a América do Sul.

Pode-se dividir a energia consumida pelo país naquela obtida de combustíveis e em energia elétrica, sendo que esta última também pode ser obtida através de combustíveis. O atendimento do mercado de combustíveis depende não somente da capacidade de produção do país, mas do preço dessas *commodities* no mundo. Já a energia elétrica possui a característica de ter de ser produzida, transmitida e distribuída conforme for necessária, havendo possibilidades desprezíveis para seu armazenamento.

Embora trate também da política de combustíveis, o PNE 2050 (9) tem forte foco na energia elétrica, traçando estratégias para que a demanda prevista nos próximos 30 anos possa ser atendida pelas diversas fontes geradoras. A principal fonte de energia elétrica brasileira até o momento é a hidreletricidade, mas esta situação deve ser alterada nas próximas décadas. De um potencial de 160 GW disponíveis (sem levar em conta as pequenas centrais hidrelétricas), 108 GW já estão construídos ou em construção. Dos 52 GW restantes, somente 12 GW estão em locais que não são unidades de conservação, terras indígenas ou territórios quilombolas, o que faz com que somente essa potência (11% do já aproveitado ou em construção) esteja certamente disponível. Além disso, a redução dos níveis dos reservatórios devido a mudanças climáticas pode reduzir um pouco mais esses números.

Entretanto, a demanda por energia elétrica no país deve crescer entre 150% a 200% (de 2,5 a 3 vezes) entre 2015 e 2050, passando de 66 GW para cerca de 170 GW a 200 GW. Considerando que, em 2050, haja potência hidrelétrica instalada de $108 + 12 = 120$ GW e considerando que a demanda seja de 200 GW, outros 80 GW devem ser gerados por outras fontes, e as alternativas mais visadas são a energia eólica (que pode gerar até 85 GW em 2050) e a solar fotovoltaica, com previsão de geração de 8 a 26 GW daqui a 30 anos. Portanto, oferta e demanda estariam equilibradas, e o país ainda manteria sua matriz energética altamente renovável, mas há muitas outras considerações na equação. Pelo lado da oferta, ainda podem ser consideradas as pequenas centrais hidrelétricas (que podem atingir a cifra de 14 a 16 GW em 2050), a geração fotovoltaica distribuída – que pode atingir patamares entre 50 GW e 100 GW em 2050, dependendo da evolução do preço dos equipamentos e das políticas governamentais (11) –, geração por biomassa e gás natural, as usinas térmicas e a importação de energia ou cogeração com outros países. Pelo lado da demanda, um crescimento maior de veículos elétricos, geração de hidrogênio para exportação ou outros elementos podem alterar esses números.

É preciso considerar, também, que a geração eólica e a fotovoltaica são fortemente intermitentes e necessitam ser complementadas por outras formas de geração para compensar a intermitência. Por isto, muito mais energia deve ser gerada, além da média necessária, para garantir a segurança no fornecimento, uma vez que o uso de baterias ainda é inviável em grande escala: o custo de produção de energia na Califórnia em situações normais é de US\$ 50/MWh, que aumentaria para US\$ 400/MWh em um cenário de matriz 80% renovável + baterias e mais de US\$ 1600/MWh com 100% de matriz renovável + baterias (12).

A integração energética com outros países enfrenta dois problemas iniciais, que são a construção de linhas de transmissão pela Amazônia e a diferença da frequência utilizada no Brasil (60 Hz) e em vários outros países (50 Hz). Atualmente, existe pouca integração do Brasil com esses países. Além da usina hidrelétrica de Itaipu (binacional, Brasil-Paraguai), com capacidade de 14 GW, estão em operação as interligações Melo e Rivera, com o Uruguai (0,57 GW), Garabi, com a Argentina (2,2 GW) e Boa Vista-El Guri, com a Venezuela, com cerca de 0,2 GW (10) (EPE, 2018). Excetuando-se Itaipu, o restante não chega a 3 GW. O número é quase insignificante para um país das dimensões do Brasil, mas há várias possibilidades de negociação de energia (9):

Tabela 1 – Portfólio de projetos internacionais

Usina	País	Potência Instalável (GW)
La Guitarra	Peru	0,220
Aña Cuá	Paraguai/Argentina	0,270
Man 270	Peru	0,286
Ampliação de Yaciretá	Paraguai/Argentina	0,465
Tampo-Pto. Prado	Peru	0,620
Vizcatá	Peru	0,750
Cuquipampa	Peru	0,800
Cumba 4	Peru	0,825
La Balsa	Peru	0,915
Urub 320	Peru	0,942
Cachuela Esperanza	Bolívia	0,990
Panambi	Argentina/Brasil	1,050
Sumabeni	Peru	1,074
Garabi	Argentina/Brasil	1,150
Ina 200	Peru	1,355
Paquitzapango	Peru	1,379
Rentema	Peru	1,525

Itati-Itacora	Paraguai/Argentina	1,600
Bala	Bolívia	1,680
Corpus Christi (Pindo-i)	Paraguai/Argentina	2,880
Rio Grande	Bolívia	2,882
Guarará-Mirim	Bolívia	3,000
Pongo de Manseriche	Peru	7,550
Total		34,208

Fonte: EPE

Caso a construção dessas usinas seja economicamente viável, poderão cobrir as usinas que não seriam construídas na região amazônica, em unidades de conservação, terras indígenas e territórios quilombolas, mas o efeito da diferença de frequência nos custos ou a construção das linhas de transmissão necessárias nas regiões norte e centro-oeste, talvez na Amazônia, deverão ser considerados. Entretanto, esses valores de potência instalável não são totalmente confiáveis, dada a dificuldade de obter informações dos países envolvidos (9).

Note-se que todas as alternativas listadas dizem respeito somente à geração hidrelétrica, sem trazer informações sobre eventuais capacidades de geração eólica e fotovoltaica possíveis, por exemplo.

A energia gerada, seja no Brasil ou em outro país, precisa ser transmitida do ponto de geração à região de consumo, e muitas linhas de transmissão estão no limite de sua capacidade. O sistema de transmissão existente inclui linhas em corrente alternada e elos em corrente contínua, com cerca de 140.000 km de extensão no final de 2019 (9), que transmite a energia gerada de forma constante e controlada principalmente pelas usinas hidrelétricas e termelétricas. A inserção de fontes como a eólica e a fotovoltaica ainda não chegou a perturbar o sistema como um todo pela sua intermitência, mas seu crescimento previsto trará a necessidade de maior regulação para a energia a ser entregue à rede. Com relação a novas tecnologias, falta regulamentar como seria a conexão da energia gerada em estações eólicas *offshore* com a rede.

Dadas as dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, torna-se interessante considerar o aumento da capacidade operativa das redes existentes, utilizando mais eficientemente as faixas de servidão.

Em relação ao envelhecimento do sistema de transmissão, deve-se introduzir mecanismos regulatórios que propiciem uma gestão mais racional dos ativos pelas empresas transmissoras, que façam com que os investimentos necessários ocorram ao longo do tempo, não comprometendo a saúde financeira da transmissora pela necessidade de grandes substituições e reformas em um único momento. O PNE 2050, entretanto, não faz estimativas quanto à ampliação e atualização da rede.

O planejamento energético para os próximos 30 anos parte, obviamente, do que existe atualmente, mas é preciso considerar que a modernização da infraestrutura exigiria R\$ 33 bilhões para a substituição de 480 mil equipamentos, dentre os quais 60% já estariam com a vida útil esgotada, além de cerca de 97 mil equipamentos com vida útil até 2022 (13). Sem esta modernização, não se pode contar com a capacidade instalada atual até 2050, de modo que deve haver um plano para essa modernização que faça com que os planejadores confiem que essa capacidade estará disponível.

Conforme estudo da EPE (14), cerca de metade da potência instalada de usinas hidrelétricas são passíveis de repotenciação. Contudo, poucos concessionários interessam-se por recapacitar suas unidades geradoras, uma vez que o montante energético adicional nem sempre remunera o investimento. Em algumas condições de concessão, como no regime de cotas, o ganho de energia sequer passa integralmente ao concessionário. A potência adicional não é remunerável pela legislação vigente e, em resumo, não é interessante economicamente para o concessionário investir na renovação de equipamentos.

Considerando-se somente as usinas hidrelétricas de grande porte, dentre as 217 existentes em 2018, 104 têm idade média de 53 anos e, em geral, considera-se que a vida útil seria de 25 anos. Deve-se tomar estes números somente como indicadores gerais, já que fatores como abrasão, corrosão, operação frequente em pontos de cavitação, e outros aceleram o desgaste da máquina hidráulica, além da redução da vida útil dos isoladores dos geradores quando operam em sobrecarga. Outra forma de avaliar a idade das máquinas é considerar o estado da arte da época da fabricação dos turbogeradores em comparação com técnicas mais atuais.

Enfim, o adicional por repotenciação total previsto varia entre 5% e 20%. Tomando o potencial candidato a repotenciação e um adicional médio de 10%, haveria um acréscimo superior a 5 GW de potência disponível, na média, além da disponibilidade por mais tempo de cada usina, evitando desligamentos por manutenção.

Ocorrendo o enorme acréscimo previsto de geração de energia elétrica, linhas de transmissão terão de ser construídas ou repotencializadas para transmitir essa energia. O uso de condutores termorresistentes pode duplicar a capacidade de uma linha, sem alteração de suas torres ou rota, porém esses condutores ainda não são fabricados no Brasil, por falta de demanda. Isto exemplifica a série de medidas necessárias para aumento da capacidade: será

preciso aumentar o parque gerador e isto provoca a necessidade de repotenciação das linhas de transmissão, o que provoca a necessidade de alteração do parque industrial, e cada uma dessas etapas demanda seu tempo, o que não está previsto no PNE 2050.

Evidentemente, o acréscimo de produção de energia será necessário se houver o acréscimo previsto na demanda, e fatos novos podem alterar essa última previsão.

O PNE 2050 traz pouca informação sobre previsões de demanda industrial por energia elétrica, o que pode comprometer totalmente o plano. Não é que as previsões sejam otimistas ou pessimistas, o fato é que não são adequadamente aprofundadas, e este tipo de consumidor pode afetar significativamente a matriz de consumo.

Em linhas gerais, o PNE 2050 poderia contar com mais cenários intermediários, entre os dois extremos que adotou, como no Plano australiano e, como nesse, ser mais específico nas interrelações entre geração, transmissão e demanda.

Portanto, a integração do Brasil com outros países em termos de energia elétrica insere-se no contexto geral das estratégias e ações para garantir a disponibilidade da energia elétrica necessária no futuro. Diferentemente de outros países, como a África do Sul, o Brasil não depende dessa integração para suprir a demanda prevista, e esta somente ocorrerá se for economicamente mais vantajosa que alternativas nacionais e, em paralelo, não cause maiores impactos sociais e ambientais. São necessários estudos mais profundos sobre a real disponibilidade e custos de energia a ser importada dos países vizinhos e a forma de conexão dessa energia ao sistema nacional, através da construção ou reforma de linhas de transmissão e estações de transformação. A existência dessa integração pode oferecer maior segurança ao sistema, provendo alternativa à intermitência das fontes eólica e fotovoltaica, que estão tendo grande crescimento e que devem crescer ainda mais até 2050.

5.0 – CONCLUSÕES

Antes de tratar do futuro com base na energia disponível atualmente, o plano brasileiro precisa traçar estratégias para que a energia elétrica hoje gerada e transmitida continue a sê-lo, através de um plano de recuperação de ativos com vida útil vencida ou no seu final.

A existência de somente dois cenários extremos no PNE 2050 dificulta um estudo mais pormenorizado das complementariedades possíveis entre as diversas fontes energéticas disponíveis no país até 2050. Uma boa parte da energia elétrica necessária nos próximos 30 anos deve ser obtida de fontes intermitentes, a energia eólica e a fotovoltaica e, por serem intermitentes, necessitarão de energia complementar para os períodos em que não houver geração, ou essa geração estiver muito abaixo da média.

Uma forma de complementar a intermitência seria o desenvolvimento de energia eólica e fotovoltaica muito acima do necessário, de modo a liberar o consumo de energia hidrelétrica para compensar a intermitência. Outra forma é o desenvolvimento de usinas hidrelétricas reversíveis combinadas com plantas eólicas e fotovoltaicas, de forma que estas últimas bombeassem a água de volta para os reservatórios usando a produção excedente. Esses são alguns dos cenários extras possíveis e que não existem no PNE 2050, onde poderia haver um detalhamento da previsão de geração e uso da energia, bem como da infraestrutura necessária para transmiti-la entre os diversos locais. Existem muitos outros cenários possíveis, como a utilização das usinas térmicas alimentadas por gás natural ou biomassa. Um bom exemplo da forma dos novos cenários é o plano energético australiano, que considera a geração e a transmissão da energia sob várias circunstâncias.

Entre esses cenários possíveis, existe também aquele possibilitado pela integração energética com outros países (15), onde a falta de informações sobre disponibilidade, facilidade e dificuldade da integração dificulta um estudo mais aprofundado sobre sua viabilidade. Um grupo de estudos internacional é de importância fundamental para que essa alternativa seja considerada, não somente quanto à energia hidrelétrica passível de intercâmbio internacional, como também analisando as possibilidades de aproveitamento da energia eólica e solar do continente.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MME; ELETROBRÁS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2000 – Plano 2010 – Relatório Executivo**, dezembro de 1987. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/anexo/and96652-88.pdf Acessado em 12/02/2021.

(2) KROG, L.; SPERLING, K. **A comprehensive framework for strategic energy planning based on Danish and international insights**, Science Direct, Elsevier, Energy Strategic Reviews, 2019. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2211467X19300215?token=18D12EC1BAB68E2D6158F896C976619D3C3CE6BCE0FC7D058E1D6EE3AA7E4AF28161D174D0289150F317EE5A03E7C053> Acessado em 18/12/2020.

- (3) AEMO – AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. **2020 Integrated System Plan for the National Electricity Market**, 2020. Disponível em: <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2020/final-2020-integrated-system-plan.pdf?la=en&hash=6BCC72F9535B8E5715216F8ECDB4451C> Acessado em 15/10/2020.
- (4) NEW ZEALAND, Ministry of Economic Development. **New Zealand Energy Strategy to 2050**, 2007. Disponível em: <http://www.mcguinnessinstitute.org/wp-content/uploads/2016/08/nzenergystrategyto2050.pdf> Acessado em 02/11/2020.
- (5) MÉXICO, Secretaría de Energía. **Programa Sectorial de Energía 2020-2024**, 2020. Disponível em: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/562631/PS_SENER_CACEC-DOF_08-07-2020.pdf Acessado em 24/11/2020.
- (6) ARGENTINA, Subsecretaria de Planeamiento Energético, Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético. **Escenarios Energéticos 2030**, 2019. Disponível em: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf Acessado em 24/11/2020.
- (7) SOUTH AFRICA, Department of Energy. **Integrated Resources Plan (IRP 2019)**, 2019. Disponível em: <http://www.energy.gov.za/IRP/2019/IRP-2019.pdf> Acessado em 25/11/2020.
- (8) TERRADOS, J.; ALMONACID, G.; AGUILERA, J. **Energy Planning: a Sustainable Approach**. IDEA Research Group, University of Jaén, Spain. Research Gate, November 2010. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/221909774_Energy_Planning_a_Sustainable_Approach Acessado em 21/12/2020.
- (9) EPE & MME. **Plano Nacional de Energia 2050 (Consulta Pública)**, 2020. Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050> Acessado em 02/10/2020.
- (10) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama e perspectivas sobre integração energética regional**, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Integracao%20Energetica%20Regional.pdf> Acessado em 23/10/2020.
- (11) EPE PR 08/18 – Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos, Nota Técnica PR 08/18**, dezembro de 2018.
- (12) CBIE ADVISORY. **Análise sobre o Plano Nacional de Energia 2050 – Relatório Especial**, Edição 001, 2020. Disponível em: https://drive.google.com/file/d/1TpTSKBSVNmtYGt_CAnI7jKkx7xlvnZkH/view Acessado em 02/11/2020.
- (13) MONTENEGRO, S. **Aneel debate modernização da rede de transmissão**, Canal Energia, 4 de fevereiro de 2020. Disponível em: <https://canalenergia.com.br/noticias/53125983/aneel-debate-modernizacao-da-rede-de-transmissao> Acessado em 19/10/2020.
- (14) EPE DEE-088/2019 – Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da Geração – Repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas – Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada**, EPE-DEE-088/2019-r0, 31 de outubro de 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088_2019_Repotencia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Usinas%20Hidrel%C3%A9tricas.pdf Acessado em 19/10/2020.
- (15) EPE(2). **Desafios da Transmissão a Longo Prazo**. Documento de apoio ao PNE 2050, dezembro de 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Desafios%20da%20Transmissao.pdf> Acessado em 15/02/2021.

7.0 – DADOS BIOGRÁFICOS

João J. A. de Paula é graduado em Engenharia Elétrica e mestre em Sistemas de Potência, tendo trabalhado por 35 anos na área de cabos e condutores elétricos. Atualmente atua como consultor técnico e participa da ABNT na elaboração de normas técnicas para cabos elétricos, cabos ópticos e instalações elétricas de baixa e média tensão, além de cursar o doutorado em Sistemas de Potência,

Viviane T. Nascimento Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2008). Possui curso de especialização "MBA em Inovação Tecnológica em Redes de Computadores", ministrado pelo Laboratório de Redes da Escola Politécnica da USP. Trabalhou desde 2014 como pesquisadora no Laboratório de Sustentabilidade, vinculado à Escola Politécnica da USP. Atualmente, é pesquisadora junto ao Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automações Elétricas (GEPEA), grupo também vinculado à Escola Politécnica. Nesse período atuou em diferentes projetos, com destaque para o projeto de sistemas de armazenamento integrado a outras fontes energéticas, projeto de P&D ANEEL e uma parceria com a CPFL. Simultaneamente, dedica a pesquisa para a conclusão do doutorado

Miguel E. M. Udaeta Possui graduação em Engenharia Elétrica - Facultad de Ciencias y Tecnologia, Universidad Mayor de San Simón (1984) -, mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP (1990), doutorado em Engenharia Elétrica pela EPUSP (1997), pós-doutorado em planejamento energético e planejamento integrado de recursos pela USP (1999 e 2003), e, livre-docência pela EPUSP (2012). Atualmente é professor de pós-graduação e pesquisador no GEPEA/EPUSP (Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). Possui experiência na área de Engenharia de Energia e Economia de Energia, com ênfase em Planejamento Integrado de Recursos, Cadeia Produtiva do Gás Natural, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, atuando principalmente nos seguintes temas: energia, planejamento energético, desenvolvimento sustentável, análise integrado de recursos, recursos energéticos, energização rural e energia e meio ambiente.

André L. Veiga Gimenes Professor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Coordenador do GEPEA USP - Grupo de Energia do PEA EPUSP. Possui graduação em Engenharia de Energia e Automação Elétricas pela Universidade de São Paulo (1997), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2004). Realiza pesquisas na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético e Gestão de Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: energia solar, planejamento energético, energia elétrica, planejamento integrado de recursos, desenvolvimento sustentável e gestão energética. É membro do IEEE - Power & Energy Society (PES).