



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

AValiação DO PAPEL DA TRANSMISSÃO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO: UM ESTUDO DE CASO DO SISTEMA BRASILEIRO

**CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO(1); DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA(1); SÉRGIO FELIPE FALCÃO LIMA(1); SAULO RIBEIRO SILVA(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA - EPE(1)**

RESUMO

No problema de Planejamento Integrado da Geração e Transmissão com a integração de grandes quantidades de fontes renováveis variáveis no sistema, a capacidade de transmissão de grandes blocos de energia tende a ser um elemento crítico em alguns cenários, pois há uma tendência para o recurso ser mais relevante em determinadas regiões e não uniformemente distribuído no país. O principal objetivo deste trabalho é investigar o papel do sistema de transmissão em um estudo de caso do sistema elétrico brasileiro, utilizando um modelo de planejamento que incorpora restrições de fluxo de carga linearizadas e simulações de operação horária.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão; Geração; Transmissão; Programação Estocástica

1.0 INTRODUÇÃO

O problema do Planejamento da Expansão da Geração (PEG) é basicamente o exercício de calcular a capacidade de geração necessária para satisfazer a demanda de energia por um período, considerando uma oferta de tecnologias disponíveis. A solução do problema do PEG permite que os planejadores tomem uma decisão sobre os tipos de tecnologia de geração, tamanho, localização e tempo de construção, levando em conta as restrições baseadas em diferentes questões técnico-econômicas [1]. Redes de transmissão são as principais partes relacionadas à energia que foram combinadas com sistemas de geração em problemas de planejamento de expansão, constituindo o chamado Planejamento Integrado da Geração e Transmissão (PIGT). Esses dois problemas de planejamento podem facilmente ser resolvidos de forma simultânea e, portanto, é razoável combinar o planejamento de expansão de geração e transmissão para se obter estratégias de expansão mais adequadas. Os parâmetros para esse planejamento de expansão geralmente incluem dados sobre o sistema de energia existente, isto é, a capacidade de geração e transmissão, a topologia de rede, previsão de carga em cada nó, possíveis candidatos a novas unidades geradoras e linhas de transmissão [1]. A infraestrutura de transporte de energia, aqui definido pelo sistema de transmissão de energia elétrica, é um elemento que permite a integração entre diferentes regiões, países ou mesmo continentes e o melhor aproveitamento das fontes de energia de diferentes localidades.

No caso do Brasil, o sistema de transmissão possui um importante papel dentro desse conceito de integração regional, pois, além de ser um país de dimensões continentais, apresenta uma grande diversidade de recursos energéticos em suas regiões, com características fortemente sazonais. Atualmente, o sistema de transmissão brasileiro é considerado como de grande porte, incluindo linhas de transmissão em corrente alternada (CA) em vários níveis de tensão e elos de corrente contínua (CC), totalizando cerca de 140.000 km ao fim de 2019. Além do atendimento ao mercado consumidor, esse sistema desempenha a função de interligar os submercados de energia elétrica, permitindo a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre eles, possibilitando um despacho otimizado do parque gerador. Adicionalmente, a rede de transmissão é capaz de proporcionar condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, bem como suficiente flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das novas fontes de energia. Tais questões ficaram ainda mais desafiadores com a maior inserção das fontes variáveis não-controláveis.

Existe uma vasta literatura relacionada ao problema do planejamento integrado da geração e transmissão, onde muitos trabalhos recentes tratam os desafios que a entrada das fontes renováveis traz aos grandes sistemas elétricos de potência (SEPs) [2-6]. Existe ainda uma literatura substancial estudando a integração das fontes renováveis no planejamento da expansão do sistema energético brasileiro [7-9]. De acordo com [10], a alta penetração do vento (65%) no sistema de energia do Nordeste do Brasil pode não ocorrer sem redução, principalmente devido a restrições de inflexibilidade nas usinas brasileiras e aos limites de transmissão. Um modelo de sistema integrado de energia para o Brasil foi aplicado em [11]. Em outro exemplo, [12] aplicaram uma ferramenta de avaliação multicritério para

estudar 5 cenários de sistemas de energia para o Brasil até 2050 e concluíram que o cenário com maior contribuição da energia eólica e da biomassa era a opção preferível.

A coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão é objeto de discussão de agentes e instituições setoriais. No futuro, com a possibilidade de integração de grandes quantidades de fontes variáveis na rede, a capacidade de transmissão de grandes blocos de energia tende a ser um elemento crítico num cenário com grande penetração eólica, pois há certa tendência de o recurso ser mais relevante em determinadas regiões e não uniformemente distribuído no país. Além disso, com grandes transferências de energia entre regiões passa a ser mais relevante ainda endereçar as questões relativas às perdas da transmissão e distribuição. No que tange ao processo dos estudos, torna-se fundamental a aplicação de ferramentas apropriadas de simulação que permitam a representação detalhada da rede de transmissão nos estudos de expansão da geração, com consideração de uma crescente variedade de cenários operativos, além de utilizar uma granularidade temporal horária nas simulações.

Nesse contexto, o objetivo principal deste trabalho é investigar qual é o papel do sistema de transmissão num estudo de caso do sistema elétrico brasileiro, utilizando um modelo detalhado de planejamento que incorpora tanto as restrições de fluxo de carga linearizado, quanto simulações da operação horária. É possível ainda obter uma expansão ótima considerando uma melhor representação da rede de transmissão e suas restrições, buscando aproximar o planejamento e a operação do sistema. São comparados ainda as principais diferenças nos resultados da operação de cenários com representação da rede por modelos de fluxo linearizado e modelo de transportes. Com essas e outras medidas, espera-se antecipar o conhecimento sobre as potenciais necessidades do sistema, com estudos prospectivos da rede, minimizando descompassos entre empreendimentos de geração e de transmissão.

Este trabalho divide-se em cinco partes principais. Primeiramente, a Introdução, trouxe uma breve discussão sobre o contexto atual onde o planejamento da expansão da geração está inserido, destacando as mudanças ocorridas nos últimos anos e os desafios e inovações apresentadas para os anos que virão. Em sequência descreve-se a metodologia e os critérios adotados para desenvolvimento do modelo para o planejamento da expansão da geração e transmissão com avaliação horária. Na sessão subsequente, descreve-se o estudo de casos com as suas respectivas premissas. Por fim, retratam-se os principais resultados obtidos, as análises, bem como as conclusões observadas a partir deste estudo.

2.0 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

2.1 A inserção das Fontes Renováveis e seus desafios

Existe um entendimento global de que a penetração em larga escala de fontes renováveis exigirá grandes quantidades de flexibilidade operacional do sistema, a fim de alcançar uma integração eficiente e eficaz desses recursos de geração. Turbinas a gás e hidroelétricas tradicionais podem fornecer flexibilidade do lado da geração, variando em curto espaço de tempo suas capacidades. Um ponto relevante quando se trata da necessidade de flexibilidade no sistema é da possível ocorrência de desperdício de energia quando não houver consumo suficiente. Nesse caso, se só houver inclusão de geração flexível, pode haver a possibilidade de mesmo com elas desligadas ou em stand by, a geração de renováveis ser maior que a demanda, necessitando de corte de geração, e assim, excedente de energia.

Algumas possibilidades surgem para o problema da flexibilidade da geração para além de somente acrescentar unidades capazes de variar sua geração e atender a carga. Como exemplo há a maior interconexão entre sistemas, que permite receber energia em momentos de déficit e exportar em momentos de extrema produção. Esse é o ponto de destaque no presente artigo, onde são explorados alguns dos nichos de atuação da transmissão para prover essa flexibilidades. Destaca-se ainda que os novos desafios operacionais que os sistemas elétricos vêm enfrentando em função da entrada massiva das fontes renováveis foram reconhecidos por vários relatórios e publicações recentes. Esses documentos destacam que os modelos atuais de PEG falham na modelagem das características de flexibilidade dos sistemas de energia e, portanto, na avaliação adequada do impacto de determinadas simplificações no planejamento da expansão da geração [13]. A necessidade de uma modelagem que incorpore uma maior granularidade temporal e restrições adequadas nos sistemas de transmissão se torna cada vez mais evidente.

2.2 Representação do sistema de transmissão no PIGT

No que diz respeito à modelagem dos sistemas de transmissão no PIGT, a literatura apresenta diferentes níveis de detalhe na sua representação. As principais opções que aparecem na literatura são [14]:

- Modelos de transporte, que levam em consideração apenas a Primeira Lei de Kirchhoff (conservação de energia / energia). Este modelo é normalmente muito simples para gerar planos de expansão de transmissão viáveis. No entanto, o uso de um modelo tão simples reduz os requisitos computacionais da otimização [15]. Portanto, eles podem ser apropriados em problemas muito grandes que não podem ser resolvidos de outra forma ou como um pré-processo para outras abordagens mais sofisticadas.

• Modelos de fluxo de energia CC (DCPF), que consideram o Primeira Lei de Kirchhoff e uma versão linear da Segunda Lei (equilíbrio de tensão), onde as diferenças de ângulo são calculadas como o fluxo através do alinhado dividido por sua reatância. Os modelos híbridos consideram a 2ª Lei nas linhas existentes. Esses modelos lineares podem avaliar apenas as perdas de maneira aproximada e são incapazes de incorporar considerações de estabilidade. Eles oferecem um bom compromisso entre os detalhes da modelagem e os requisitos computacionais e, portanto, foram extensivamente aplicados [16,17].

Para sistemas elétricos de grande porte, com rede fortemente malhada e significativo número de nós e circuitos a serem representados, torna-se fundamental o uso de modelos equivalentes de redes elétricas, tendo em vista possíveis limitações computacionais para a solução de um problema de PIGT. De forma geral, os algoritmos e métodos de obtenção de redes equivalentes têm como finalidade a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo quando o sistema interno (ou região de interesse) é submetido a determinados tipos de impacto. Entre as técnicas empregadas para obtenção de redes reduzidas pode-se citar o Método de Injeção Constante de Potência e o Método de Ward Estendido [18]. No método de injeção de Potência Constante, o modelo reduzido de fluxo de potência do sistema externo é composto somente das injeções de potência nas barras fronteiras e retidas e dos fatores de participação equivalentes de geração. No Método de Ward, o modelo reduzido é composto de circuitos série equivalentes, injeções equivalentes de potências, shunts equivalentes e fatores de participação equivalentes de geração.

No caso do planejamento integrado da expansão da geração e transmissão, a abordagem de equivalentes de redes que vem se mostrando mais adequada para as simulações dos fluxos nos principais troncos de interligação é o método de redução de redes CA por equivalentes de Thévenin. Esta abordagem é largamente utilizada para estudos de transitórios eletromagnéticos e produz respostas de curto circuito nas barras de uma rede representativa de ordem de grandeza semelhante à da rede original. São calculadas reatâncias de Thévenin conectadas após fontes de tensão infinitas e impedâncias de transferência que representam a resposta matemática da rede original. Uma vez escolhidos os pontos elétricos mais representativos de cada um dos subsistemas a ser representado no PIGT, calcula-se a impedância de transferência entre os pontos elétricos definidos, de tal forma que esses valores de impedância passem a representar, em cada ramo, a impedância equivalente dos grandes troncos de transmissão. Dessa forma, é possível obter a rede equivalente para o uso em simulações com a modelagem do fluxo linearizado, a partir das impedâncias de transferência entre cada subsistema. Cabe destacar que é de fundamental importância a escolha adequada do ponto elétrico mais representativo de cada subsistema, de modo que as impedâncias de transferência sejam calculadas de forma correta. Sugere-se que seja feita uma validação dos valores de fluxos calculados a partir de uma rede equivalente com os valores simulados em um caso de fluxo de potência com a rede mais completa.

2.3 Formulação do problema de otimização

O modelo matemático utilizado nesse trabalho para o planejamento da expansão da geração e transmissão é baseado na ferramenta desenvolvida em [19,20], onde foi utilizado o modelo de transportes na modelagem da transmissão. A nova abordagem aqui apresentada considera, além dos cenários probabilísticos de afluências e perfis de geração das fontes não controláveis, a representação mais detalhada da transmissão. De forma a evitar a introdução de não linearidades no problema, optou-se pela utilização de um modelo de fluxo linearizado, onde as 1ª e 2ª Leis de Kirchhoff são observadas, aliada à algumas restrições de capacidade, definidas nas equações (1) e (2). O intercâmbio $f_{e,t,s}^b$ entre as barras do conjunto B é representado através das restrições dos limites de capacidade de transmissão de cada linha existente $L_{b,e,t}$ e candidata a expansão $C_{l,t}$, para todo conjunto de barras existentes T e linhas candidatas L. Além disso, também são modelados os corredores que representam os elos de corrente contínua existentes no sistema (3) e (4), onde são obtidos os fluxos eloCC, limitados pela capacidade de transmissão desse elos $Cap_{b,e,t}$. Nesta formulação, apenas troncos pré-existentes podem ser expandidos, ainda que aqueles comecem o horizonte de simulação com uma capacidade igual a zero.

$$f_{e,t,s}^b = \gamma_e^b(\theta_b - \theta_e) \quad (1)$$

$$f_{e,t,s}^b \leq L_{b,e,t} + C_{l,t} \quad (2)$$

$$eloCC_{e,t,s}^b = -eloCC_{a,t,s}^e \quad (3)$$

$$eloCC_{e,t,s}^b \leq Cap_{b,e,t} \quad (4)$$

No modelo utilizado, os problemas de investimento e operação são resolvidos juntos, caracterizando-se como uma modelagem de co-otimização. Essa método de solução é bastante utilizado nos problemas de otimização relacionados ao planejamento da expansão e operação de sistemas de potência. A operação do sistema é realizada com discretizações mensal e horária. Na operação mensal, as maiores preocupações são o atendimento a carga e a realização adequada do balanço hídrico dos reservatórios. Já na operação em escala horária, são utilizadas curvas

de carga líquida típicas, onde as características da geração das fontes não despacháveis podem ser capturadas, bem como podem ser avaliados os custos operacionais horários para o atendimento a carga líquida.

3.0 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo ilustra a aplicação da metodologia descrita anteriormente no problema de planejamento da expansão integrada de um caso real e as análises sobre o comportamento dos sistemas de transmissão, incluindo seu impacto na expansão a geração do sistema, operação mensal e operação horária. No estudo de caso foi utilizada uma base de dados que remete ao sistema elétrico brasileiro, composta por um conjunto de usinas hidrelétricas, termelétricas e renováveis existentes, subsistemas (representados por barras) e linhas de transmissão existentes e planejadas. Além disso, uma pesquisa foi realizada para a definição de projetos e tecnologias candidatas à expansão desse sistema, de forma a avaliar a competitividade das mesmas e o modo que interferem na operação do sistema. Os dados utilizados refletem a configuração energética do sistema elétrico brasileiro baseados nas informações obtidas no Plano de Expansão Fictício para o ano de 2027, que foi baseado no estudo de referência do Plano Decenal de Expansão (PDE 2027), disponibilizado no site da Empresa de Pesquisa Energética [21]. A demanda requerida é apresentada para cada um dos subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso estudado, estes são divididos em 9 subsistemas, a saber: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte, Itaipu, AC/RO, Manaus/Macapá, T. Pires/Tapajós e B. Monte, conforme pode-se observar na Figura 2.

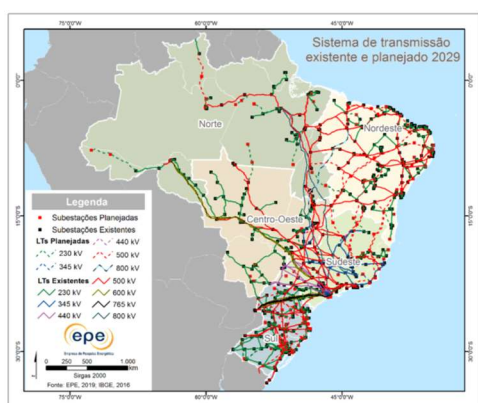


Figura 1 - Sistema Elétrico Brasileiro – Horizonte 2029 [22]



Figura 2 – Principais troncos entre subsistemas

Conforme pode ser visto na Figura 1, o sistema elétrico brasileiro se enquadra como um sistema elétricos de grande porte, com uma rede bastante extensa e malhada, com diferentes níveis de tensão de operação, o que justifica a adoção de modelo equivalente para o PIGT. Para se ter uma ideia do tamanho do sistema de transmissão brasileiro, para representá-lo de forma mais completa, refletindo o horizonte de 2029, são necessários cerca de 10.500 barras e 20.000 ramos. A modelagem básica dos equivalentes varia de acordo com a sua aplicação e, neste trabalho, atenção especial é dada ao equivalente que se propõem à representação dos principais troncos de interligação entre os subsistemas, conforme ilustrado na Figura 18, visando considerar os limites existentes de capacidade desses troncos, a distribuição dos fluxos de forma mais realista se comparado ao modelo de transporte e, com isso, permitir que o modelo decida a expansão ótima da oferta e da capacidade transmissão com maior aderência ao comportamento elétrico do SIN.

Conforme destacado anteriormente, a abordagem de equivalentes de redes que se mostrou mais adequada para o caso do sistema elétrico brasileiro foi o método de redução de redes CA por equivalentes de Thévenin. A rede equivalente foi montada a partir das impedâncias de transferência entre cada subsistema, onde pode-se observar um grau de aderência bastante próximo ao comportamento da rede elétrica em um caso de simulação de fluxo de potência com a rede completa. Concluída a validação dos valores de fluxos calculados a partir de uma rede equivalente com os valores simulados em um caso de fluxo de potência com a rede mais completa, chegou-se a uma matriz de impedâncias, convertida para matriz de admitâncias, sendo utilizada para as simulações do Caso 2 do presente artigo.

3.1 Características das Tecnologias Candidatas

As tecnologias candidatas a atender os requisitos sistêmicos do planejamento da expansão da geração, bem como seus custos mensais de investimento, em MR\$/kW/mês, e de operação (CVU), em RS/MWh, associados, estão descritos na Tabela 1. São explicitados os valores para térmicas a gás natural a ciclo aberto (GNCA), gás

natural a ciclo combinado (GNCC), usinas solares fotovoltaica (SOL), usinas eólicas (EOL), pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas térmicas à biomassa (BIO), produto resposta da demanda (RD) e tecnologias de armazenamento (BAT). Adicionalmente, existe a possibilidade de o modelo optar por colocar uma fonte em um determinado subsistema em função do seu custo benefício sistêmico e econômico, mas a mesma não poder ser utilizada em outro subsistema por conta de limitações na capacidade das linhas de transmissão existentes. Para oferecer ao modelo que decida se vale ou não expandir uma linha para esse fim, o MPEAH permite que linhas existentes possam ser expandidas, ao custo definido na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Cabe ressaltar que o sentido do circuito nesse caso é indiferente, onde caso se decida expandir um circuito automaticamente os dois sentidos de fluxo contemplarão a nova capacidade de transmissão.

Tabela 1 - Tecnologias Candidatas à expansão

Projeto	GNCA	GNCC	SOL	EOL	PCH	BIO	BAT
Custo Fixo (MR\$/MW/mês)	55.4	68.4	48.9	66.7	87.5	53.8	45.0
CVU (R\$/MWh)	350	150	0	0	0	0	0
Vida útil (anos)	25	25	25	25	25	25	20

Tabela 2 - Custos de investimento de ampliação de interligações

De	Para	Custo (MR\$/kW/mês)
Sudeste	Sul	12
Sudeste	Nordeste	18
Sudeste	Imperatriz	21
Nordeste	Norte	18

4.0 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Características das Simulações

Os resultados obtidos usando o modelo de PIGT proposto (MPEAH) são comparados neste estudo de caso, a fim de avaliar o papel que o sistema de transmissão exerce no planejamento da expansão de sistemas elétricos, especialmente no sistema brasileiro. As implicações econômicas e operacionais de uma representação detalhada da transmissão, da curva de carga e da geração das fontes renováveis podem ser avaliadas, bem como o melhor aproveitamento das características de flexibilidade das fontes convencionais de geração através do uso dos sistemas de transmissão. Para avaliar o papel do sistema de transmissão no planejamento da expansão utilizou-se o Modelo de Planejamento da Expansão com Avaliação Horária (MPEAH) desenvolvido, onde foram definidas 3 diferentes premissas aplicados ao problema de planejamento da expansão da geração e transmissão:

- ✓ **Caso 1:** MPEAH com avaliação da operação horária e uso apenas da 1ª Lei de Kirchhoff, com representação via modelo de transportes;
- ✓ **Caso 2:** MPEAH com avaliação da operação horária e inclusão da 2ª Lei de Kirchhoff, simulando um fluxo DC na interligações;
- ✓ **Caso 3:** MPEAH com a configuração inicial do sistema e desconsiderando a existência das interligações, ou seja, sem possibilidade de qualquer fluxo entre os subsistemas.

4.2 Resultados

Os 3 casos descritos na sessão anterior foram simulados considerando as mesmas condições operativas iniciais, tais como volume de reservatórios das hidrelétricas, configuração geral das usinas e linhas de transmissão existentes. As Figura 3 e Figura 4 destacam os montantes de capacidade instalada acumulada indicados em cada um dos casos simulados, considerando os 12 anos de simulação.

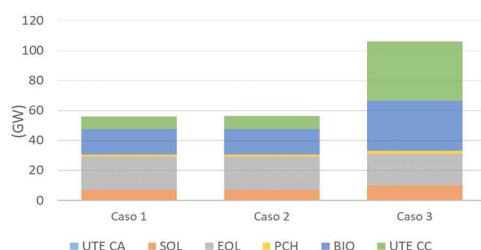


Figura 3 - Capacidade instalada das fontes na expansão do sistema

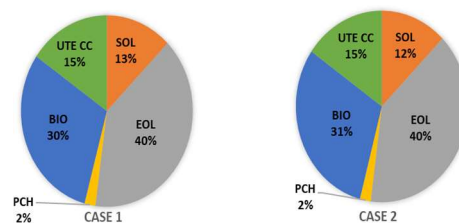


Figura 4 - Participação percentual das fontes na expansão do sistema

Quando analisado os gráficos das figuras 1 e 2, verifica-se que o *mix* de fontes entre os casos 1 e 2 não varia consideravelmente, o que demonstra que as diferentes modelagens do sistema de transmissão não interferem em grandes volumes o montante de capacidade instalada indicada para a expansão. Por outro lado, ao não considerarmos as interligações na configuração do sistema, como no caso 3, a expansão indicativa pode ser quase

100% maior, ratificando a importância da transmissão para remanejamento dos recursos energéticos e complementariedade do sistema. Nesse caso, o modelo optou por grande quantidade de termelétricas para fornecer energia firme e atender a carga dos subsistemas, além de montantes expressivos de renováveis.

Em contrapartida observa-se que os casos com a existência das interligações entre os subsistemas, tanto por modelo de transporte como no caso onde foram incorporadas as restrições de fluxo de carga linearizado e representados os elos de corrente contínua no sistema, ambos possuem uma maior indicação de fontes renováveis para compor a expansão do parque de geração. Essas fontes contribuem tanto com energia no horizonte mensal como com os demais requisitos operação horária, ainda que com certas restrições, pois a produção das eólicas depende do regime de ventos, solar da irradiação solar e geração da biomassa está associada ao período da safra de cana-de-açúcar. Entretanto, essas restrições são minimizadas no sistema brasileiro em função do chamado efeito portfólio. Isso significa que essas usinas podem ser alocadas em diferentes regiões do país, com regime de vento distintos, mas que atuam de forma complementar, permitindo uma produção total mais estável e com maior previsibilidade. É exatamente nesse ponto que o sistema de transmissão tem destacada importância, pois eles atuam no sentido de transferir os recursos disponíveis de uma região para a outra, evitando expansões desnecessárias e maximizando o aproveitamento e a complementariedade entre as diferentes fontes controláveis e não controláveis.

No sistema elétrico brasileiro, essa situação é bem caracterizada pela região Nordeste do país, onde esta localidade possui uma grande quantidade de fontes renováveis, principalmente as fontes eólica e solar. A introdução dessas fontes nessa região é beneficiada pelo robusto sistema de transmissão existente, que permite transferir a energia em excesso para os demais subsistemas ou captar recursos em momentos de baixa geração e necessidade atendimento à demanda local. Apesar das simulações utilizando o modelo de transporte e fluxo linearizado terem resultados de expansão muito próximos, as restrições associadas à transmissão resultam em distintas maneiras de se operar o sistema. Como no caso 1 a transmissão entre regiões não obedece a 2ª Lei de Kirchhoff, os fluxos de carga obtidos podem indicar valores que não necessariamente refletem a realidade operativa do sistema onde, de maneira geral, a capacidade de transmissão é superestimada. Como exemplo, a Figura 5 e a Figura 6 a seguir apresentam os fluxos mensais nas interligações Imperatriz-Sudeste, Nordeste-Imperatriz e Nordeste-Sudeste simulados com os modelos de Fluxo DC e de transporte, respectivamente.

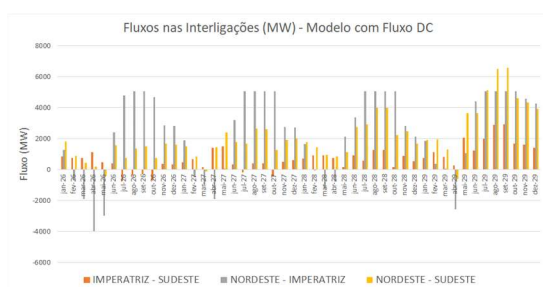


Figura 5 – Fluxo em algumas interligações – Modelo Fluxo Linearizado

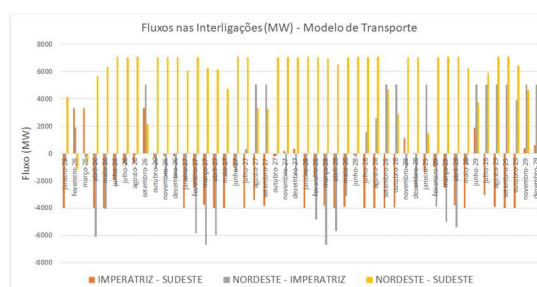


Figura 6 - Fluxo em algumas interligações – Modelo de Transporte

Nota-se uma diferença significativa da distribuição dos fluxos nos diferentes modelos. A escolha dessas interligações para este exemplo se justifica pela importante expansão de renováveis na região Nordeste, o que a torna uma região predominantemente exportadora, com variações bastante características nos fluxos das interligações dessa região com os demais subsistemas. Pelo fato de o modelo de transporte não conseguir capturar de forma adequada a real distribuição dos fluxos, é possível identificar um uso excessivo da interligação Nordeste-Sudeste, mesmo no período úmido (primeiro semestre de cada ano), onde a tendência é de a região Nordeste apresentar menos excedente de energia. Nesse caso, essa interligação está sendo amplamente utilizada para exportar os excedentes da região Norte, o que não é possível sob a ótica das características elétricas do sistema interligado brasileiro. O modelo de Fluxo DC permite uma distribuição dos fluxos de forma bem mais aderente ao comportamento real da rede, cuja interligação Nordeste-Sudeste apresenta maior utilização apenas nos períodos secos (segundo semestre de cada ano) e maior exportação do Nordeste para o Norte, por meio da Imperatriz-Nordeste, nesse mesmo período.

Adicionalmente, torna-se interessante uma avaliação da contribuição energética horária das fontes e do papel da transmissão nessa granularidade temporal. A Figura 7 e Figura 7 - Atendimento a Demanda Horária – Janeiro e Figura 8 ilustram, para dois períodos diferentes do caso 2, a participação das fontes convencionais, renováveis e da transmissão no atendimento da demanda horária. A flexibilidade disponível no modelo MPEAH permite absorver boa parte da energia renovável disponível. As limitações mínimas de geração inflexível e de rampa são os fatores mais relevantes que afetam a utilização de energia renovável disponível. Além das hidrelétricas e termelétricas, o papel de fornecer flexibilidade e atender a requisitos de capacidade pode também ser ocupado pela transmissão. No mês de janeiro, em função do verão e da forte irradiação solar, a energia solar contribui com montantes significativos no atendimento à demanda do sistema Nordeste. Em contrapartida, a energia eólica possui uma contribuição mais tímida durante esse período, com geração abaixo dos meses do período seco, onde os ventos são mais abundantes. Isso demonstra o papel da transmissão no sentido de complementar a baixa geração renovável, trazendo recursos

das fontes convencionais de outros subsistemas, possivelmente mais baratas que despachar uma térmica no próprio subsistema, ilustrado pela Figura 7.

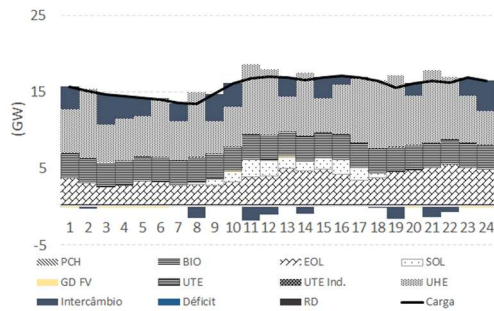


Figura 7 - Atendimento a Demanda Horária – Janeiro

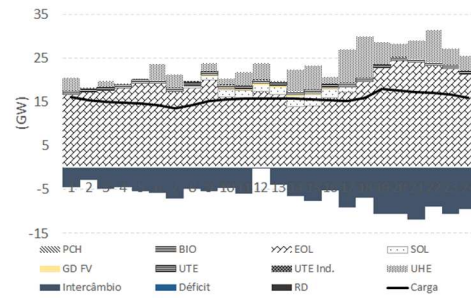


Figura 8 - Exemplo de Excesso de Energia - Setembro

O gráfico da Figura 7 - Atendimento a Demanda Horária – Janeiro

de setembro do caso 2, o qual observa-se um excesso de energia no sistema Nordeste durante boa parte do dia. Esse excesso pode ocorrer por uma série de fatores, dentre os quais destacam-se a grande contribuição das fontes não-controláveis, com grande destaque para a produção eólica, onde em determinados momentos do dia, estas fontes conseguem atender por completo a demanda de energia do próprio subsistema, com sobras em determinados momentos, os quais são exportados quando possível, desde que exista um sistema robusto de transmissão para tal. Em algumas situações, o total de geração do subsistema só pode ser escoado parcialmente, devido a uma limitação da capacidade de intercâmbio ou restrições conferidas pela 2ª Lei de Kirchhoff, provocando vertimentos, ou desperdício, de recursos provenientes das fontes não-controláveis ou mesmo das hidrelétricas e termelétricas, em função das restrições de vazão mínima e geração mínima inflexível, respectivamente.

Novamente, a Figura 9, Figura 9 - Fluxo horário - NE->SE

Figura 10 e

Figura 11 a seguir

apresentam um comparativo quanto aos resultados dos fluxos nas interligações utilizando o modelo de Fluxo DC e o de Transporte. Trata-se das curvas de permanência, referentes às mesmas interligações exemplificadas na Figura 5, agora considerando as simulações horárias e todo o período de análise do estudo.



Figura 9 - Fluxo horário - NE->SE

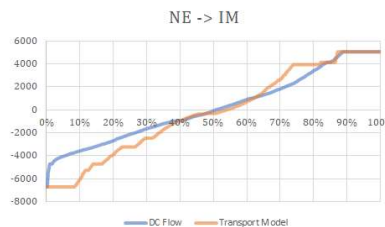


Figura 10 - Fluxo horário - NE->IM

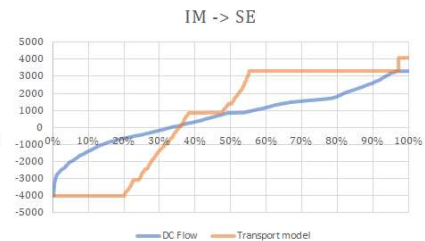


Figura 11 - Fluxo horário - IM->SE

Conforme pode ser observado, confirma-se, pelas curvas de permanência, a tendência de superestimação do uso da interligação Nordeste-Sudeste, o que poderia acarretar condições não adequadas de carregamento da rede e possíveis impactos quanto aos resultados dos estudos de PIGT. No presente estudo de caso, embora o uso do modelo DC não tenha alterado de forma significativa os resultados da expansão da oferta e da transmissão, ainda julga-se importante a adoção desse modelo, pois, a depender a evolução da matriz, eventuais gargalos ou folgas nas interligações podem não ser devidamente computados no modelo de transporte e, consequentemente, não propiciar uma expansão ótima da geração e transmissão.

5.0 CONCLUSÃO

Para sistemas menos complexos, o planejamento tradicional da expansão da geração e transmissão baseado no uso de representações simplificadas da demanda de energia, da geração e do sistemas de transmissão pode se mostrar bastante adequado e suficiente para a identificação das necessidades de expansão. No entanto, considerando uma tendência mundial de utilização de fontes renováveis com características de intermitência e consequente aplicação de redes de transmissão mais flexíveis e interligadas, as soluções do problema de PIGT a partir de simplificações tradicionalmente utilizadas podem não ser mais as ótimas esperadas, além do próprio risco de se planejar um sistema menos seguro. Nessa perspectiva, este trabalho apresentou uma proposta de aprimoramento quanto à representação da rede de transmissão e sua aplicação num modelo de planejamento integrado da expansão G+T, incluindo a simulação dos fluxos nas interligações. Tal formulação para o PIGT evidência ainda mais a importância

do sistema de transmissão, cumprindo o papel de propiciar flexibilidade para o sistema, permitindo explorar de forma otimizada os diferentes recursos disponíveis em distintas regiões. Visando identificar de forma mais direta esse papel da transmissão, foram simulados 3 diferentes casos para estudo e avaliação dos resultados.

Os resultados mostram que, de fato, ao não se considerar a possibilidade de intercâmbios de energia entre os diferentes submercados, ou seja, o sistema de transmissão interligado, há um impacto significativo quanto à expansão da oferta, inclusive na diversificação das fontes que compõem a matriz. Já com relação aos casos onde se comparam os resultados dos fluxos de potência em função da utilização do modelo de Fluxo DC ou de Transporte (mais simplificado), é notável uma diferença na distribuição desses fluxos nos troncos de interligação. Pelo fato do modelo de transporte não conseguir capturar de forma adequada a real distribuição dos fluxos, foi identificado uso excessivo da interligação Nordeste-Sudeste, mesmo no período úmido (primeiro semestre de cada ano), onde a tendência seria da região Nordeste apresentar menos excedente de energia. Nesse caso, essa interligação está sendo amplamente utilizada para exportar os excedentes da região Norte, o que não é possível sob a ótica das características elétricas do sistema interligado brasileiro. Embora o uso do modelo DC, mesmo apresentando distribuição de fluxos de forma mais adequada, não tenha alterado de forma significativa os resultados da expansão da oferta e da transmissão, ainda julga-se importante a adoção desse modelo, pois, a depender a evolução da matriz, eventuais gargalos ou folgas nas interligações podem não ser devidamente computados no modelo de transporte e, consequentemente, não propiciar uma expansão ótima da geração e transmissão.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Sadeghi, H., Rashidinejad, M., & Abdollahi, A. A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017, 67:1369–1394.
- [2] Unsihuay-Vila C, Marangon-Lima J, Zambroni de Souza A, Perez-Arriaga I. Multistage expansion planning of generation and interconnections with sustainable energy development criteria: a multiobjective model. *Int J Electr Power Energy Syst* 2011;33:258–70.
- [3] Sharan I, Balasubramanian R. Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. *Energy Policy* 2012;43:275–84.
- [4] Alizadeh B, Jadid S. A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *Int J Electr Power Energy Syst* 2015;65:408–18.
- [5] Guerra OJ, Tejada DA, Reklaitis GV. An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. *Appl Energy* 2016;170:1–21.
- [6] You S, Hadley SW, Shankar M, Liu Y. Co-optimizing generation and transmission expansion with wind power in large-scale power grids—Implementation in the US Eastern Interconnection. *Electr Power Syst Res* 2016;133:209–18.
- [7] Andrade Guerra, J.B.S.O.D.; Dutra, L.; Schwinden, N.B.C.; Andrade, S.F.D. Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: supply and demand and mitigation forecasts. *J. Clean. Prod.* 2015, 103, 197–210. [CrossRef]
- [8] Lucena, A.F.P.; Clarke, L.; Schaeffer, R.; Szklo, A.; Rochedo, P.R.R.; Nogueira, L.P.P.; Daenzer, K.; Gurgel, A.; Kitous, A.; Kober, T. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Econ.* 2016, 56, 564–574. [CrossRef]
- [9] Nogueira de Oliveira, L.P.; Rodriguez Rochedo, P.R.; Portugal-Pereira, J.; Hoffmann, B.S.; Aragão, R.; Milani, R.; de Lucena, A.F.P.; Szklo, A.; Schaeffer, R. Critical technologies for sustainable energy development in Brazil: Technological foresight based on scenario modelling. *J. Clean. Prod.* 2016, 130, 12–24. [CrossRef]
- [10] Miranda, R.; Soria, R.; Schaeffer, R.; Szklo, A.; Saporta, L. Contributions to the analysis of "Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil". *Energy* 2017, 118, 1198–1209. [CrossRef]
- [11] Schaeffer, R.; Lucena, A.; Herniques, M.; Borba, B.; Freitas, M.; Haddad, E. Integrated Greenhouse Gas Emission Mitigation Scenarios for Brazil to 2050; GEF: Brasília, Brazil, 2017; p. 48.
- [12] Santos MJ, Ferreira P, Araújo M, Portugal-Pereira J, Lucena AFP, Schaeffer R. Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. *J Clean Prod* 2017;167:938e50. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.145>.
- [13] Torrealba, P. J. The Role of Flexibility in generation Expansion Planning Power Systems with a High Degree of Renewables & Vehicle Electrification, When flexibility matters to keep the lights sustainably. Department of Electrical & Electronic Engineering - Imperial College London, DSc. 2014. Londres, Reino Unido.
- [14] Lumbreras, S., & Ramos, A. The new challenges to transmission expansion planning. Survey of ofrecent practice and literature review. *Electric Power Systems Research* 2016 – 134:19-29.
- [15] A. Marin, J. Salmeron, Electric capacity expansion under uncertain demand:decomposition approaches, *IEEE Trans. Power Syst.* 13 (1998) 333–339 (05/01).
- [16] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, A decompositionapproach to automated generation/transmission expansion planning, *IEEETrans. Power Apparatus Syst.* PAS-104 (1985) 3074–3083 (11/01).
- [17] S. Binato, G.C. de Oliveira, J.L. de Araujo, A greedy randomized adaptive searchprocedure for transmission expansion planning, *IEEE Trans. Power Syst.* 16(2001) 247–253.
- [18] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A. & Stott, B. Studies on Power-System Load-Flow Equivalencing. *IEEE PES Winter Meenting*, 1980.

- [19] Leocadio, C M. Planejamento da Expansão Considerando os Impactos das Fontes Renováveis e dos Recursos Energéticos Distribuídos na Carga Líquida. Niterói, RJ, Brazil, 2020.
- [20] Leocadio C. M., Ferreira V. H., "Expansion Planning Considering the Impacts of Renewables and Distributed Energy Resources in Net Load", in 2020 Brazilian Symposium on Power Systems, Santo André, Brazil, 2020, p. 1–6
- [21] Empresa de Pesquisa Energética. (2018). Plano Decenal de Expansão 2027. Brasília: MME.
- [22] Empresa de Pesquisa Energética. (2020). Plano Decenal de Expansão 2029. Brasília: MME.

DADOS BIOGRÁFICOS



Caio Monteiro Leocádio é engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal Fluminense - UFF, possui mestrado em Engenharia Elétrica pela UFF e especialização em Engenharia de Máquinas pela COPPE-UFRJ. Profissional com 12 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, atuando em empresas dos seguimentos de planejamento, distribuição e geração de energia. Ingressou na Empresa de Pesquisa Energética - EPE em 2015, onde atualmente é Consultor Técnico na Superintendência de Projetos de Geração, trabalhando na coordenação técnica de estudos energéticos para o planejamento da expansão da geração de energia.

(2) DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA. Daniel José Tavares de Souza graduou-se Engenheiro Eletricista pelo CEFET/RJ (2005) e é mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2011). Trabalhou em empresas como Eletrobrás, Furnas e ONS. Atualmente exerce a função de Consultor Técnico na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde coordena os grupos de estudos de expansão da transmissão dos estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além do grupo de estudos especiais de transitórios eletromagnéticos e de projetos de linhas de transmissão. Integra a equipe da superintendência de transmissão de energia da EPE desde 2007.

(3) SÉRGIO FELIPE FALCÃO LIMA. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará em 2012. Mestre pelo Programa de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 2013, onde atuou em estudos de ampliações e reforços no Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde 2015, é Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e tem trabalhado com estudos de planejamento da transmissão do SIN, com ênfase em estudos de transitórios eletromagnéticos e linhas de transmissão.

(4) SAULO RIBEIRO SILVA. Engenheiro eletricitista (2011), mestre em engenharia elétrica (2014) e doutorando em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2015 atua como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Possui experiência na área de sistemas elétricos de potência, com atuação na área de otimização energética.