

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos - GPL

Análise do Impacto da Variabilidade das Fontes Renováveis na Expansão Integrada dos Sistemas Elétrico e de Gás Natural

**MARIA LUIZA V. LISBOA (1,2); JOSE GUILHERME S. MACHADO (3); JORGE M. DAMAZIO (1,2); JOSE FRANCISCO M. PESSANHA (1,2); CARLOS HENRIQUE M. SABÓIA (1); LUIZ GUILHERME B. MARZANO (1); MIRYAM G. CURTY (3)
CEPEL (1); UERJ (2); COPPE/UFRJ (3)**

RESUMO

Estudos de planejamento da expansão de sistemas elétricos com maior participação de fontes eólica e solar fotovoltaica requerem modelos computacionais que representem a operação com maior granularidade espaço-temporal, de modo que as sinergias entre fontes sejam melhores exploradas, e para que tecnologias de geração flexível sejam adequadamente indicadas na solução do problema. Neste trabalho apresenta-se uma análise da representação da operação com maior granularidade espaço-temporal no planejamento da expansão dos sistemas elétrico e de gás natural. Esta análise é feita através do modelo MATRIZ, considerando um horizonte de planejamento até 2050. A adequação do plano é avaliada para vários cenários de ventos.

PALAVRAS-CHAVE

Fontes Renováveis, Planejamento da Expansão, Otimização Linear, Simulação de Monte Carlo

1.0 - INTRODUÇÃO

A capacidade instalada da geração eólica tem aumentado significativamente no Brasil e no mundo nas últimas duas décadas, atendendo aos anseios das sociedades modernas pelo emprego de tecnologias de transformação energética com menores índices de emissões de gases de efeito estufa. A maior exploração de recursos renováveis domésticos respondem também às preocupações concernentes à segurança energética. Inicialmente promovidas através de políticas públicas diversas, a geração eólica, e mais recentemente a geração solar fotovoltaica, têm se apresentado como fontes com maior competitividade econômica tanto pelos avanços tecnológicos quanto pelos ganhos de escala. No entanto, são duas fontes de geração com característica de intermitência, o que torna o planejamento da expansão da operação e da expansão tarefas mais complexas (1). Para garantir a confiabilidade do atendimento à demanda de energia em qualquer horário do dia, é necessário que o sistema elétrico com maior participação de fontes renováveis intermitentes conte também com a participação de fontes de geração de resposta rápida, como hidrelétricas e térmicas a gás de ciclo simples, e interligações com outros sistemas elétricos.

No Brasil, a atual capacidade instalada de geração eólica é aproximadamente 10 GW, que deverá alcançar 28 GW até 2026, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026). Com a perspectiva de participação crescente da geração eólica, assim como da solar fotovoltaica, e a possibilidade de mitigar a variabilidade destas fontes com termelétricas a gás natural operando em ciclo simples, o planejamento integrado da expansão das cadeias de eletricidade de gás natural torna-se mais adequado. As variações temporais típicas da geração de fontes renováveis podem ser distintas nas diversas regiões geográficas de um país com dimensões continentais como o Brasil, o que exige uma análise operativa com maior granularidade espaço-temporal para explorar as sinergias e dimensionar adequadamente fontes complementares necessárias para

garantir um atendimento confiável.

Vem sendo desenvolvido no CEPEL o modelo MATRIZ destinado a estudos de projeção da matriz energética brasileira. Tal modelo utiliza técnicas computacionais baseadas em programação linear e representa as tecnologias de forma agregada (2). Neste trabalho, apresenta-se um estudo de caso considerando uma representação das cadeias de eletricidade e de gás natural.

A modelagem da cadeia de eletricidade aqui adotada seguiu à do PDE 2026, com a tradicional divisão do sistema elétrico em subsistemas de acordo com o padrão de afluentes das diversas bacias hidrográficas. Adicionalmente, foram consideradas três tecnologias de geração eólica no subsistema Nordeste para representar as bacias eólicas da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, que apresentam variações horosazonais distintas, e uma tecnologia de geração eólica no subsistema Sul representando a bacia eólica do Rio Grande do Sul. Por sua vez, a modelagem do sistema de gás natural baseou-se na localização das reservas, que estão concentradas principalmente nas regiões Sudeste, Nordeste e Manaus, e nas possibilidades de importação de gás natural liquefeito (GNL). Os subsistemas elétricos estão interligados por linhas de transmissão em alta tensão enquanto gasodutos interligam os subsistemas de gás natural. A análise da operação foi realizada em base trimestral. Para avaliar os ganhos com uma representação com maior granularidade, a operação em cada trimestre foi analisada para 2 e 8 patamares.

A modelagem utilizada neste trabalho, embora mais granular do ponto de vista espaço-temporal, pode ainda ser considerada otimista no que concerne à geração eólica, dada a aleatoriedade dos ventos. Para avaliar a adequação do plano de expansão obtido através da execução do modelo MATRIZ, é proposta uma análise da operação considerando vários cenários de ventos. Tais cenários são obtidos através de um algoritmo autoregressivo de ordem um, e a adequação do plano é avaliada através da variável déficit representada por uma tecnologia fictícia com custos operativos elevados.

2.0 - METODOLOGIA

A avaliação da adequação do plano de expansão considerando as incertezas da geração eólica foi feita conforme os seguintes passos:

- Execução do MATRIZ para obtenção do plano de expansão;
- Simulação da operação para cenários de ventos com o plano de expansão obtido no passo anterior;
- Avaliação da adequação do plano de expansão através da variável de déficit.

O modelo MATRIZ e o algoritmo de geração de cenários de ventos são descritos nas seções seguintes.

2.1 Modelo Matriz

Matematicamente, o problema de planejamento da expansão de sistemas energéticos integrados pode ser descrito de maneira simplificada pelo seguinte problema de otimização:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Min} & c^T x + d^T y + f^T x + g^T y \\
 \text{s.a.} & Ax \\
 & M_1 y \leq L_{extr} \quad (i) \\
 & M_2 y \leq 0 \quad (ii) \\
 & M_3 y \leq D \quad (iii) \\
 & Ex + Fy \leq h \quad (iv) \\
 & x \in \mathcal{R}_+^n, \quad y \in \mathcal{R}_+^q
 \end{array}$$

Neste problema o vetor x contém as opções de expansão nas capacidades das tecnologias, e o vetor y , as opções de operação das mesmas. Os vetores c e d representam os custos unitários de investimento e de

operação, respectivamente, enquanto que os vetores f e g os correspondentes custos socioambientais. O conjunto de restrições são:

- (i) limites de investimento em expansão nas capacidades das tecnologias;
- (ii) limites das extrações das reservas;
- (iii) balanços das formas de energia intermediárias (primárias e secundárias);
- (iv) balanços de atendimento das demandas;
- (v) limites operativos os quais estão acoplados às decisões de expansão.

Ressalta-se que as restrições (v) incluem aquelas relacionadas à variação máxima de geração entre um patamar e outro (restrições de rampa). As incertezas de hidrologia podem ser consideradas através dos cenários de hidrologia crítica e média, de forma análoga ao modelo MELP em sua versão original (3). As diversas tecnologias podem ser agrupadas de forma conveniente a cada cadeia energética. Adicionalmente, o modelo permite a incorporação de restrições adicionais desejadas pelo usuário como limite máximo de emissões, participação mínima de fontes renováveis na matriz elétrica e/ou energética etc.

A aplicação do modelo MATRIZ destina-se usualmente para estudos de planejamento da expansão com horizonte superior a 20 anos, subdividido em períodos de um ou mais anos, conforme definido pelo usuário. A versão atual do modelo permite a representação da operação de cada período em quatro estações sazonais, e cada estação em até oito patamares de demanda. Os limites máximos de geração em cada estágio de análise operativa são definidos para cada tecnologia com base em fatores que refletem a variação de geração típica ao longo do ano e ao longo do dia. A definição de tecnologias similares com diferentes fatores de sazonalidade permite a representação com uma maior granularidade espacial.

Neste trabalho, tecnologias fictícias com custos operativos elevados foram incluídas em cada subsistema elétrico para representar o déficit nas simulações da operação com diferentes cenários de ventos.

2.2 Cenários de ventos

Os dados utilizados para a modelagem de cenários de ventos correspondem aos dados públicos disponibilizados no Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas - AMA/EPE. Os dados abrangem o período 2012 - 2015 e correspondem às médias horárias de ventos para cada um dos meses do ano, nas bacias eólicas da Bahia (BA), Ceará (CE), Rio Grande do Norte (RN) e Rio Grande do Sul (RS).

Na geração dos cenários para cada bacia eólica procurou-se seguir a mesma estrutura dos dados de cada ano do histórico, i.e., cada cenário corresponde a um ano formado por 12 conjuntos, um para cada mês. Por sua vez, cada conjunto mensal compreende 24 valores médios de ventos, um para cada hora do dia. Na geração dos cenários de velocidade média de vento adotou-se uma distribuição gaussiana com média e desvio-padrão calculados do histórico para cada mês M ($\forall M = 1,12$) e hora H ($\forall H = 1,24$) utilizando como estrutura de dependência temporal horária autoregressiva de ordem um (4).

Na Figura 1 ilustra-se uma comparação entre 3 cenários gerados pelo algoritmo utilizado com os dados do ano de 2015 para a bacia eólica da Bahia. Nos diagramas de dispersão apresentados na Figura 1, o eixo horizontal corresponde às 288 médias históricas de vento horário no período 2012-2015. Na (Figura 1 - a), o eixo vertical corresponde aos 288 médias horárias de vento referentes ao ano de 2015. Já na (Figura 1- b,c,d) o eixo vertical corresponde aos valores simulados em cada um dos 3 diferentes cenários. Em todos os diagramas observa-se a boa aderência da nuvem de pontos à reta 45° de inclinação, inclusive e uma boas similaridades entre as dispersões nos 3 cenários gerados (Figura 1- b,c,d) e à dispersão nos dados histórico (Figura 1 - a). Resultados semelhantes foram obtidos para as demais bacias eólicas.

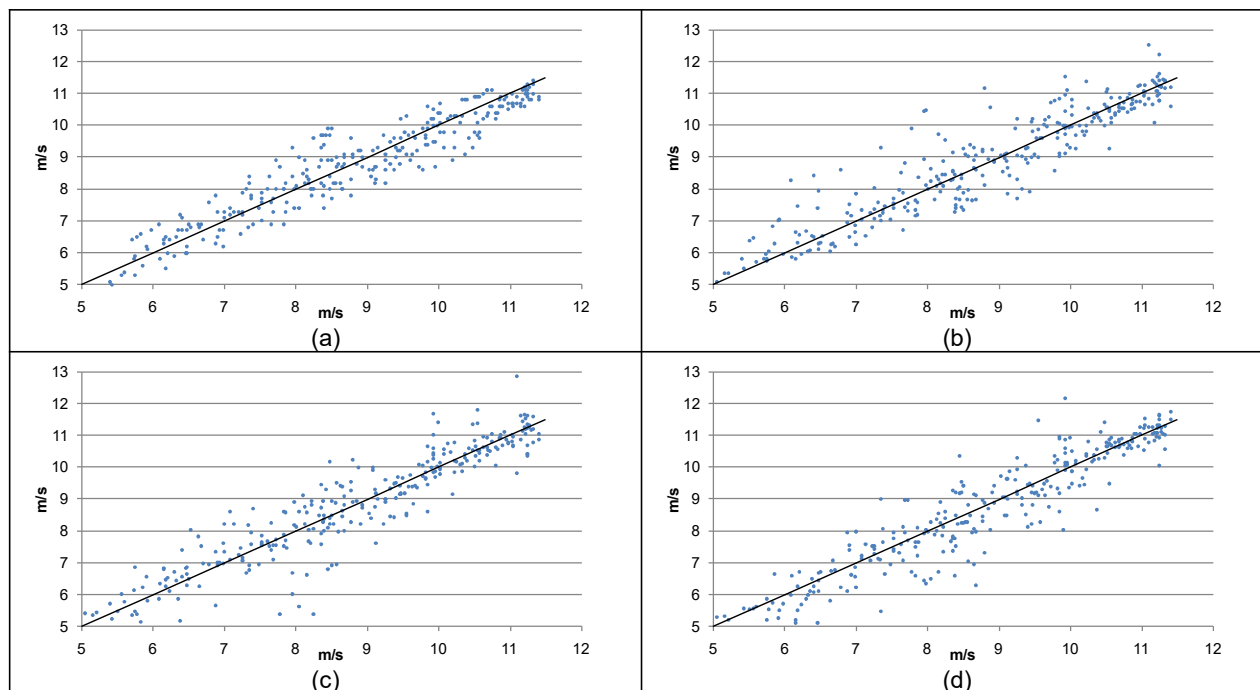


Figura 1 – Ventos BA: comparação de cenários com histórico. Nota: (a) histórico de 2015; (b,c,d) cenários

3.0 - SISTEMA TESTE

O sistema teste inclui a representação dos sistemas brasileiros de eletricidade e de gás natural. Adotou-se o horizonte de 2015 a 2050 e uma taxa de desconto igual a 8%. O horizonte de estudo foi dividido em dez períodos, representados pelos anos típicos 2015, 2016, 2018, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050. A operação em cada ano típico foi analisada considerando quatro estações com duração trimestral, sendo a primeira estação referente ao meses de janeiro a março. Por sua vez, a operação em cada estação foi analisada considerando: (i) 2 patamares de igual duração (noite e dia); (ii) 8 patamares de demanda com igual duração de 3 horas, sendo o primeiro patamar referente às 3 primeiras horas do dia.

A configuração do sistema elétrico brasileiro adotada está ilustrada na Figura 2(a) e é composta pelos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N), Itaipu(IT), Belo Monte (BM), Manaus (MAN), Acre-Rondônia (MAD), Teles Pires (TPIR) e Tapajós (TAP), além do nós fictícios de Xingu (XI), Ivaiporã (IV) e Imperatriz (IMP). As linhas cheias representam as interligações entre subsistemas aqui consideradas (existentes e/ou projetos).

A configuração do sistema de gás natural, ilustrada na Figura 2(b), é composta pelos subsistemas do Sudeste e Nordeste, interligados pelo gasoduto GASENE, e o subsistema Manaus (MAN), que é isolado. Foram considerados dois terminais de regaseificação, um no Sudeste e outro no Nordeste, e o gasoduto de importação do gás natural da Bolívia (GASBOL). Os três subsistemas definidos incluem reservas, tecnologias de extração e de processamento de gás natural e possuem demandas termelétrica e não-termelétrica por este combustível. Ressalta-se que as demandas de gás natural da região Sul estão incluídas no subsistema Sudeste.

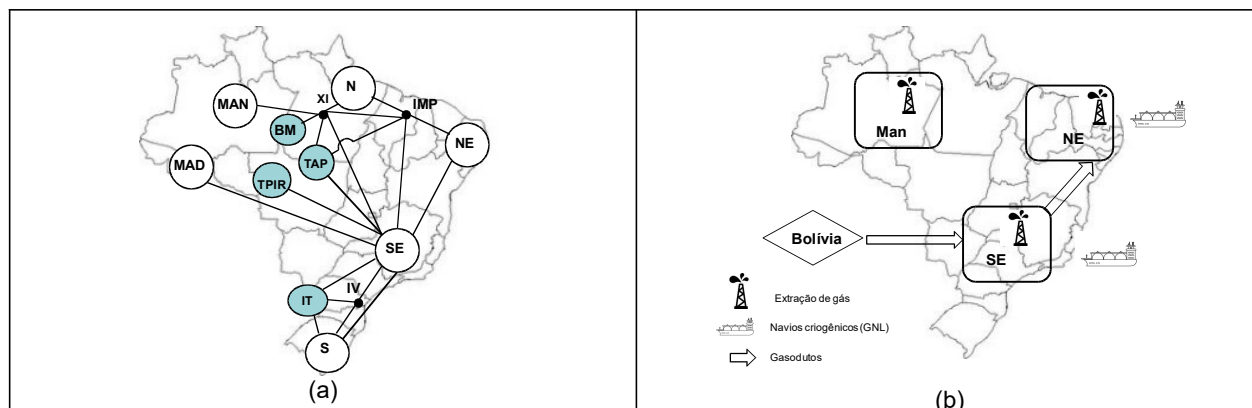


FIGURA 2 - Configuração das Cadeias Brasileiras: (a) Eletricidade; (b) Gás Natural

Os dados de custos de investimentos em tecnologias de geração e de interligações regionais foram baseados naqueles definidos no PDE 2026, assim como os dados de O&M fixo e de combustíveis. Não foram consideradas como opções de expansão as tecnologias de geração termelétrica a óleo combustível, a diesel e a carvão importado. Os custos de investimentos das tecnologias de geração hidrelétrica foram estimados de forma simplificada para cada subsistema com base nos custos dos projetos individuais deste tipo de tecnologia descritos no PDE 2026. Para alguns dados, como a vida útil e potenciais de recursos energéticos para geração elétrica, foram adotados valores encontrados em (6) e outras publicações da EPE (7, 8). Por simplicidade, na cadeia de gás natural, os custos variáveis das tecnologias de regaseificação e de processamento de gás natural refletem os custos totais da cadeia e aqui adotados iguais a 8 US\$/Mbtu, à exceção de uma pequena penalidade no gás importado para favorecer o uso do gás natural nacional de forma prioritária. As demandas de eletricidade e de gás natural foram estimadas com base nas projeções feitas em estudos da EPE. A termelétrica a gás natural incluem as tecnologias de ciclo combinado e ciclo simples.

As expansões definidas no PDE 2026 até 2025 foram consideradas obrigatórias. Para tecnologias com maior competitividade econômica (hidreletricidade, parques eólicos e usinas termelétricas a carvão), adotou-se limites máximos de expansão em cada ano típico considerado. Por outro lado, foram adotados limites máximos de geração termelétrica a partir do cavaco de madeira e bagaço consistentes com a projeção da oferta de etanol/açúcar e área de plantio de florestas energéticas, respectivamente. Finalmente, com relação à flexibilidade operativa, as tecnologias de geração termelétrica a carvão mineral e a gás natural ciclo combinado foram consideradas inflexíveis entre um patamar e outro.

3.1.1 Fatores sazonais e horosais

Para a tecnologia de geração hidrelétrica, os fatores sazonais são definidos para cada subsistema elétrico com base em simulações do NEWAVE, usando os critérios de cálculo de energia garantida: simulação estática buscando igualdade dos custos marginais de expansão e de operação e risco de déficit menor que 5% (10).

Para a cogeração a bagaço de cana, a definição dos fatores trimestrais baseou-se no período de safra da cana-de-açúcar, que ocorre no segundo e terceiro trimestres, tendo sido arbitrados valores unitários para os fatores horosazonais. Para a geração solar fotovoltaica foram adotados fatores horosazonais nulos nos patamares compreendidos entre 18 horas e 6 horas da manhã, e valores unitários para os fatores sazonais (invariante ao longo do ano).

Para a geração eólica, foram estimados fatores sazonais e horosazonais de geração com base na série histórica de ventos médios horários das bacias eólicas BA, CE, RN e RS disponíveis no portal da EPE (2012 a 2015) e nos dados de uma turbina VESTAS (1,8 MW), escolhida de forma arbitrária. Na Figura 3 estão ilustrados os ventos médios mensais destas bacias para o histórico considerado, podendo-se observar uma maior intensidade dos ventos no terceiro trimestre.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

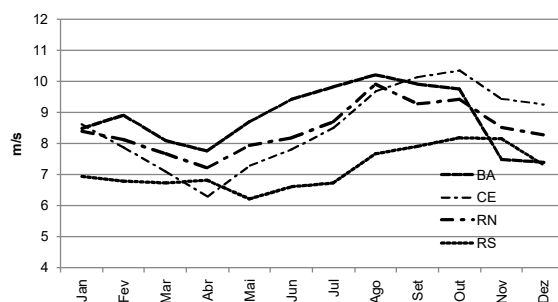


FIGURA 3 – Perfil sazonal das bacias eólicas considerando o histórico de 2012 a 2015

Os ventos médios horários para cada trimestre e bacia eólica estão ilustrados na Figura 4 e evidenciam perfis horosazonais distintos, notadamente o da bacia eólica da Bahia, com ventos menos intensos durante o dia, notadamente por volta das 15 horas.

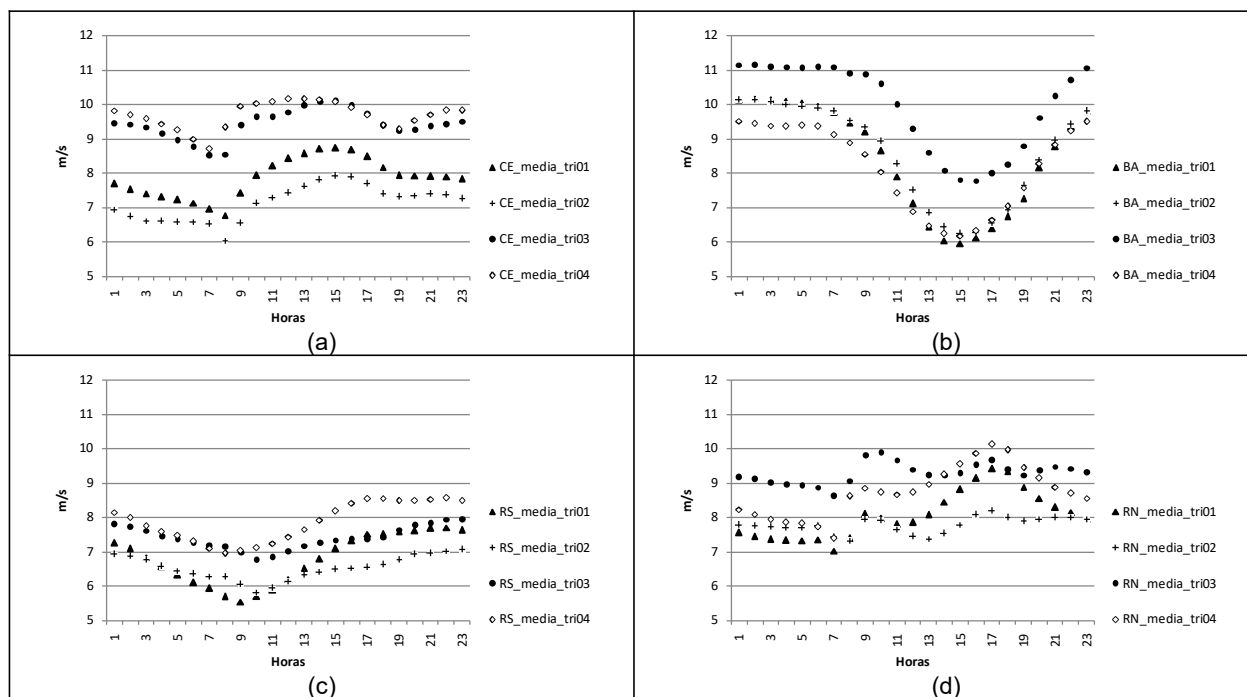


FIGURA 4 – Perfis horosazonais das bacias eólicas para cada trimestre (2012 a 2015)

No que concerne à demanda de eletricidade, no horizonte de longo prazo, mudanças dos atuais perfis temporais devem ocorrer com a introdução de novas tecnologias de consumo, em particular, os carros elétricos, e com a maior penetração da geração distribuída. A projeção da demanda e a evolução de seu perfil horosazonal no horizonte até 2050 é uma tarefa complexa que não faz parte do escopo deste trabalho. Por simplicidade, fatores sazonais e horosazonais de demanda de cada subsistema foram estimados com base no histórico de demandas horárias disponível no portal do ONS ilustrado na Figura 5 e considerados constantes ao longo de todo horizonte.

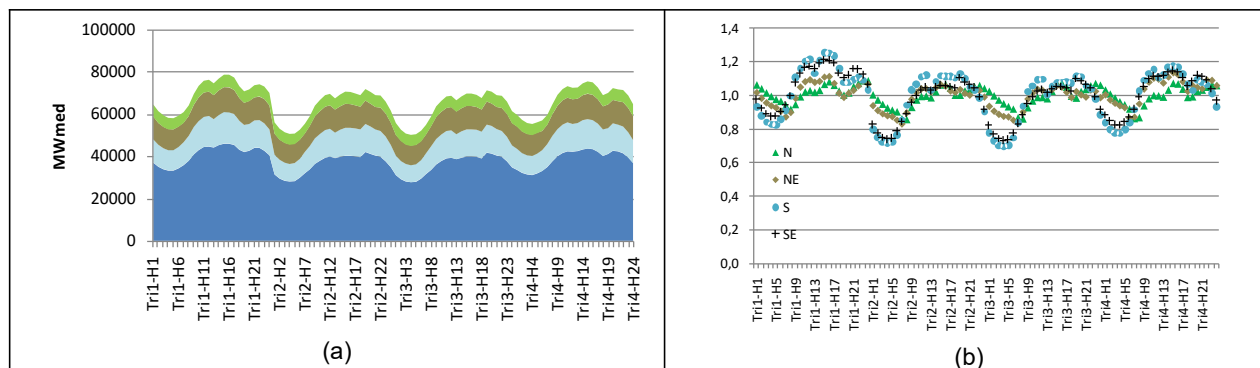


FIGURA 5 – Demanda: (a) média histórica horária / trimestre (2017) (b) Variabilidade com relação à média anual

4.0 - RESULTADOS

Foram feitas aplicações do modelo MATRIZ para obtenção de planos de expansão considerando uma análise da operação: (i) com 2 patamares de demanda; (ii) com 8 patamares de demanda. Posteriormente, estes planos de expansões foram avaliados para 100 cenários de ventos.

4.1 Caso 01: Plano de expansão com representação da demanda em 2 patamares

Os resultados das expansões obtidas por tipo de tecnologia de geração e em cada período estão ilustrados na Figura 6.a. Pela maior competitividade econômica, o potencial hidrelétrico UHE é explorado integralmente até 2040, e o de PCHs até o final do horizonte (dados os limites máximos de expansão em cada período). A tecnologia eólica apresenta-se como a segunda mais competitiva, seguida pela solar fotovoltaica. Ambas têm suas expansões apoiadas pela expansão de termelétrica a gás ciclo simples no final do horizonte do PDE 2026 e pela expansão de hidrelétricas entre 2030 e 2040, que são tecnologias com operação flexível. A expansão solar fotovoltaica também foi favorecida pela representação da demanda a dois patamares e pela complementaridade horosazonal com a eólica da Bahia, cuja expansão predomina no Nordeste a partir de 2040 (Figura 6.b).

A expansão da termelétrica a carvão também é indicada a partir de 2040, quando o potencial hidrelétrico se esgota e a expansão eólica é explorada até seus limites máximos de expansão quinquenal. Todo o potencial da termelétrica a cavaco de madeira é explorado em 2050, e uma expansão de termelétrica a gás natural ciclo combinado também é indicada neste quinquênio em Manaus e no Sudeste. Estas expansões ocorrem quando a capacidade máxima das interligações é atingida e reforços são necessários. Ressalta-se a não indicação da tecnologia nuclear, tanto pelos seus elevados custos de investimentos quanto pela não consideração de restrições a emissões de gases de efeito estufa, que poderiam restringir a expansão da termelétrica a carvão (11).

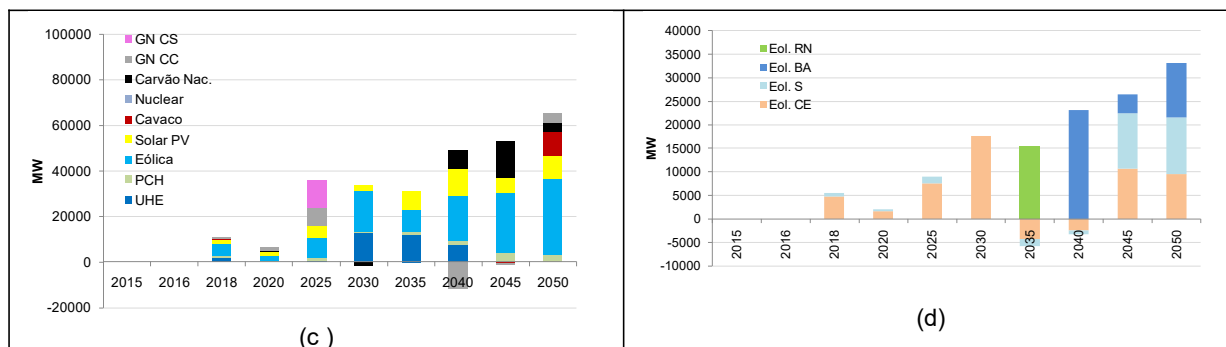


FIGURA 6 – Resultados Caso 01: (a) Expansões em cada período (b) Expansões eólicas

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4.1.1 Avaliação do plano de expansão do Caso 01 para 100 cenários de ventos

Foi feita inicialmente uma avaliação deste plano de expansão para 100 cenários de ventos com análise da operação considerando dois patamares de demanda. Os resultados não indicaram qualquer déficit ao longo do horizonte, que se justifica pelo número de patamares reduzido, não evidenciando os picos de demanda nem maiores variações da geração eólica ao longo do dia. Uma segunda avaliação foi feita com os mesmos cenários de ventos, porém com análise da operação considerando oito patamares de demanda. Os resultados estão ilustrados nos gráficos da Figura 7, indicando ocorrência de déficits nos 100 cenários de ventos a partir de 2040 em pelo menos um patamar. Verifica-se a ocorrência de déficits superiores a 4% e que ocorrem principalmente no sétimo patamar, quando a demanda ainda é elevada e a geração solar fotovoltaica torna-se nula.

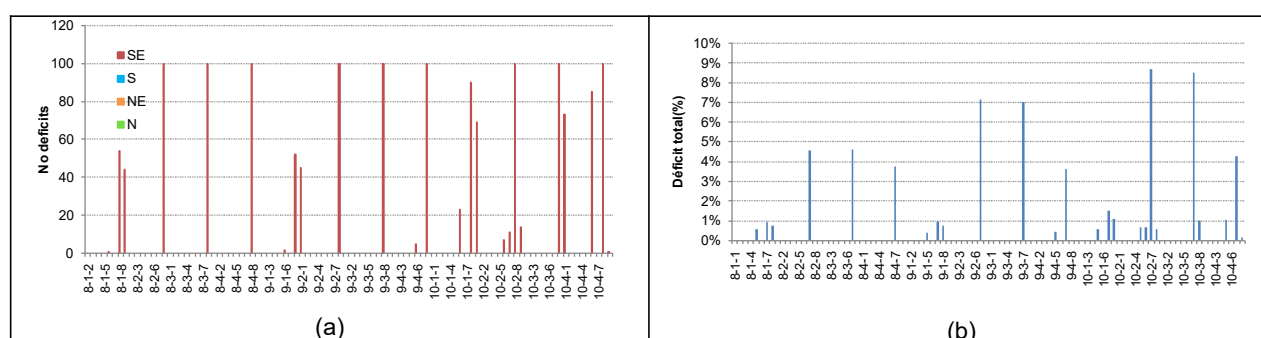


FIGURA 7 – Avaliação do plano de expansão do Caso 01 com análise operativa considerando 8 patamares.
Nota: São mostrados os resultados do oitavo ao décimo períodos, por trimestre e patamar.

4.2 Caso 02: Plano de expansão com representação da demanda em 8 patamares

Os resultados das expansões obtidas para este caso estão ilustrados na Figura 8. Pela análise dos resultados, pode-se observar algumas diferenças com relação ao Caso 01: (i) maior expansão de UHE e eólicas em 2030 e 2035 para compensar a não expansão de solar fotovoltaica verificada com este nível de detalhamento da operação; (ii) expansões em termelétricidade a gás natural ciclo simples a partir de 2040, quando se esgota o potencial hidrelétrico; (iii) maior expansão eólica no Sul (compensando a redução da expansão de termelétrica a carvão); (iv) maior expansão do potencial eólico do Ceará e Rio Grande do Norte, visto a menor competitividade da combinação da geração eólica na Bahia e solar fotovoltaica; (iv) não expansão de termelétrica a gás natural ciclo combinado.

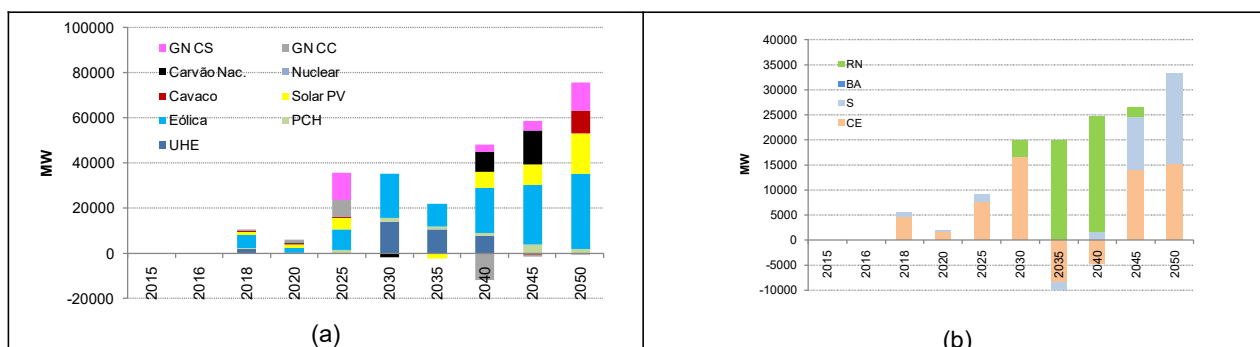


FIGURA 8 – Resultados / 8 patamares: (a) Expansões em cada período (b) Expansões eólicas

4.2.1 Avaliação do plano de expansão do Caso 02 para 100 cenários de ventos

Os resultados da análise da operação obtidos para este caso estão ilustrados nos gráficos da Figura 9. Pode-se

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

verificar um número de ocorrências de déficits menor com relação ao Caso 01 e profundidade bastante reduzida (inferior a 1%), o que permite concluir que trata-se de um plano de expansão com maior confiabilidade. Vale ressaltar que as ocorrências de déficits também se verificam no sétimo patamar.

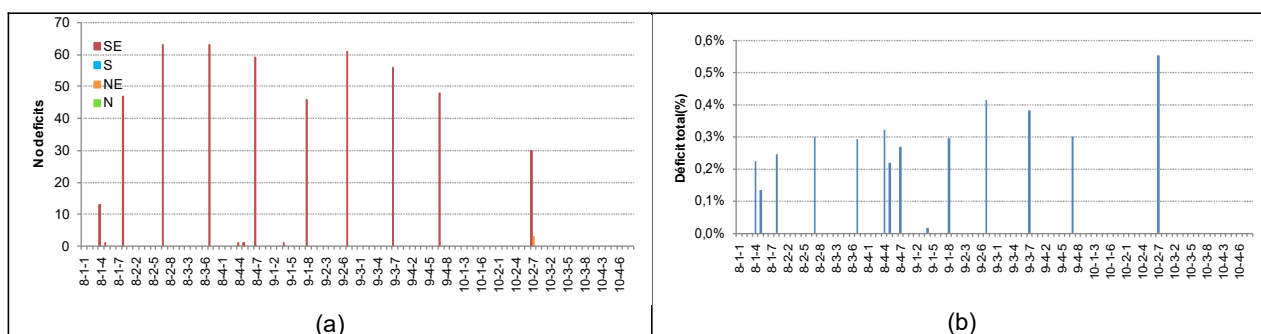


FIGURA 9 – Avaliação do plano de expansão do Caso 02 com análise operativa considerando 8 patamares

Os gráficos da Figura 10 mostram a operação das termelétricas a gás natural no último quinquênio. As termelétricas a gás natural ciclo simples operam com fator de capacidade próximo ou igual a 100% no sétimo patamar em todas as estações. As de ciclo combinado em cada subsistema, tecnologias com operação inflexível ao longo do dia, indicam perfis sazonais distintos: (i) em Manaus é igual a 100% no terceiro e quarto trimestre, complementando a geração hidrelétrica da região Norte; (ii) no Sul, fatores iguais a 100% nos trimestres centrais; (iii) no Nordeste e Sudeste, fatores máximos nos dois primeiros trimestres, quando a geração eólica das bacias eólicas do Nordeste é menor.

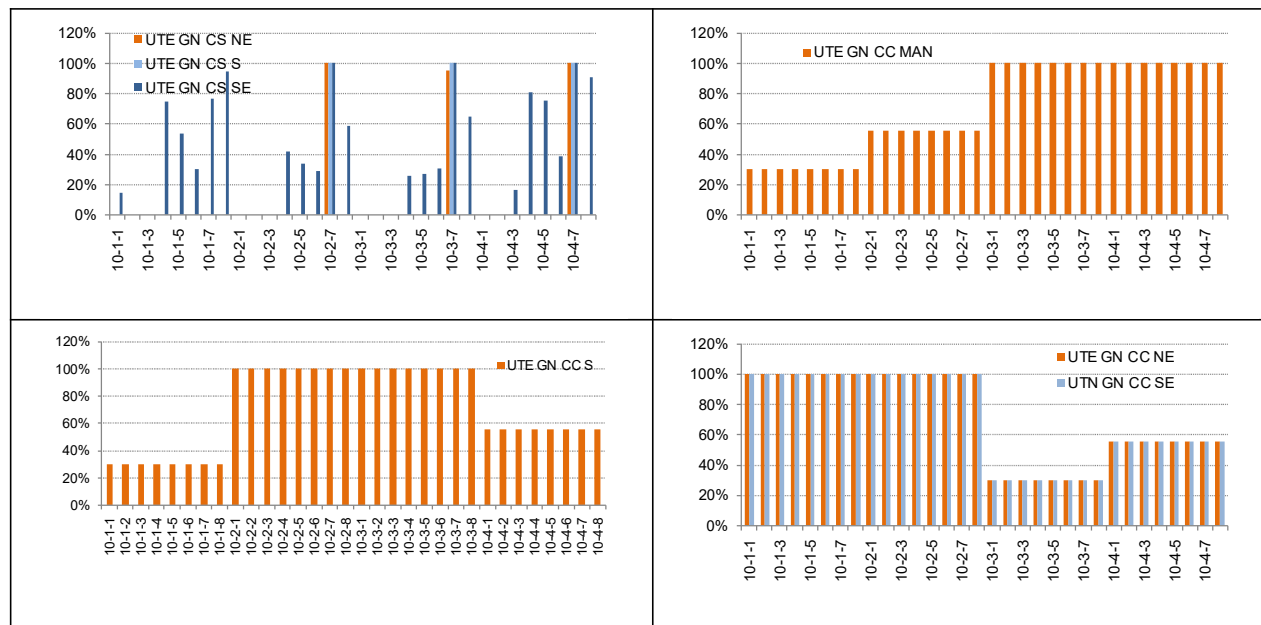


FIGURA 10 – Avaliação do plano de expansão do Caso 02 com análise operativa considerando 8 patamares

5.0 - CONCLUSÕES

Neste trabalho foi mostrado o impacto da representação da operação com maior granularidade espaço-temporal utilizando o modelo MATRIZ e um sistema teste que inclui as cadeias de eletricidade e de gás natural brasileiras. Os potenciais eólicos estaduais foram representados de forma individualizada para melhor explorar

as sinergias dos perfis horosazonais dos ventos. O modelo MATRIZ foi inicialmente executado para o sistema teste considerando dois patamares representando cronologicamente os períodos da noite e do dia. A suavização dos perfis horosazonais com a representação a dois patamares resultou em uma expansão solar fotovoltaica a partir de 2030 e a exploração do potencial eólico em seus limites máximos quinquenais (exceto em 2035), com predominância da expansão eólica na Bahia. No que diz respeito à flexibilidade operativa, não foi indicada a expansão em termelétrica a gás natural ciclo simples. Este plano de expansão foi simulado para 100 cenários de ventos considerando uma operação a dois patamares e nenhum déficit foi verificado. No entanto, este mesmo plano, quando simulado considerando uma operação a oito patamares, resultou em déficits em todos os cenários a partir de 2040, com profundidade superior a 4%.

A execução do MATRIZ considerando análise operativa em oito patamares resultou num plano com maior expansão da tecnologia eólica, e expansões significativas da termelétrica a gás natural ciclo simples. Ressalta-se a menor expansão da geração solar fotovoltaica. Este plano também foi simulado com 100 cenários de ventos, tendo sido verificados um menor número de ocorrências de déficits, com profundidades significativamente menores, inferiores a 0,5%. A geração termelétrica a gás natural ciclo combinado para cada região apresentou perfis sazonais diferentes, em função da composição regional das fontes geradoras e limites de interligações. De maneira geral, pode-se concluir que a representação com maior granularidade espaço-temporal resulta em planos com maior investimento em tecnologias de geração e maior exploração de sinergias entre fontes geradoras.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

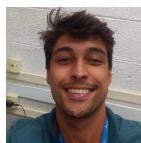
- (1) IRENA, “Power System Flexibility for the Energy Transition. Part 1. Overview for Policy Makers”, IRENA, 2018.
- (2) M.L.V.Lisboa, J.M.Damázio, C.H.M. Saboia, M.E.P.Maceira, A.C.G. Melo, G. Hollauer, G. Masili, J.M. Patusco, “MATRIZ- Modelo para Estudos Integrados de Planejamento de Longo Prazo para o Sistema Energético Brasileiro”, XII SEPOPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- (3) M.L.V.Lisboa, J.M.Damázio, C.H.M. Saboia, M.E.P.Maceira, A.C.G. Melo, G. Hollauer, G. Masili, J.M. Patusco, “Incorporação da Representação de Risco Hidrológico Adotada no Melp na Modelagem Integrada de Sistemas Energéticos”, XXII SNPTEE, Brasília, Brasil, 2013.
- (4) G. E. P.Box, G. M.Jenkins, G. C.Reinsel, G. M.Ljung, “Time Series Analysis: Forecasting and Control”, 5ª Edição, 2015.
- (5) MME/EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia - 2026”, 2026.
- (6) IEA/NEA, “Projected Costs of Generating Electricity”, Edição 2015.
- (7) EPE, “Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050”, NT PR 04/18, 2016.
- (8) EPE, “Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Solar, Oceânica”, ISBN 978-85-60025-06-0, 2016.
- (9) EPE, “Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear”, ISBN 978-85-60025-05-3, 2016.
- (10) M.L.V. Lisboa, L.G.B. Marzano, C.H.M. Saboia, M.E.P.Maceira, A.C.G., Melo, “Impacto da Evolução da Matriz Elétrica na Modelagem da Operação de Usinas Termelétricas em Estudos de Planejamento da Expansão de Longo Prazo”, XXI SNPTEE, Florianópolis, 2011.
- (11) A.M.Medeiros, I.P. Raupp, J.M. Damázio, F. Serra, M.L.V. Lisboa, D. Matos, K. Garcia, L. Rocha, “Incorporação do Custo da Água e do Carbono no Planejamento Energético de Longo Prazo”, XXV SNPTEE, Belo Horizonte, 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Maria Luiza Viana Lisboa possui graduação em Engenharia Elétrica (UNIFEI, 1982). É mestre (PUC/RJ, 1987) e doutora (Universidade de Canterbury, NZ/1996) em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência. Iniciou sua carreira na Eletrobrás/Secretaria do GCOI (1987), foi pesquisadora em UMIST (Inglaterra, 1996-1998). Atualmente trabalha como pesquisadora no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, desde 2001) e como professora adjunta no Departamento de Estatística do Instituto de Matemática da Universidade do Estado do Rio de Janeiro desde 2004. Atua na área de planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos e projeção de matriz energética. Entre 2014 a 2016, trabalhou cedida pelo CEPEL à EPE, na

coordenação dos estudos de planejamento da expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro.



Jose Guilherme de Souza Machado possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFF (2017), atualmente é mestrando na COPPE/UFRJ e bolsista de mestrado no CEPEL. Tem 4 anos de experiência em estudos elétricos em sistemas de potência (regime permanente, estabilidade, controle, curto-circuito e transitórios eletromagnéticos) e modelagem e análise de sistemas que possuem atrasos de transporte em programas de transitórios eletromecânicos.

Jorge Machado Damazio possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1977), mestrado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1979) e doutorado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1988). Trabalha como pesquisador no Centro de Pesquisa de Energia Elétrica desde 1979 e como professor adjunto no Departamento de Estatística do Instituto de Matemática da Universidade do Estado do Rio de Janeiro desde 2000. É especialista da área de Engenharia de Recursos Hídricos, atuando nas áreas de energia e meio ambiente em projetos de pesquisa vinculados ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica.



José Francisco Moreira Pessanha (francisc@cepel.br) é estatístico (ENCE, 1992) e engenheiro eletricitista (UERJ, 1994). É mestre (COPPE/UFRJ, 1999) e doutor (PUC-Rio, 2006) em engenharia elétrica. Atualmente é professor adjunto da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). No CEPEL tem participado de projetos de pesquisas e no desenvolvimento de modelos computacionais com aplicação de métodos estatísticos/probabilísticos e de otimização em sistemas de potência, em particular, nas áreas de confiabilidade de sistemas de potência, previsão de carga, previsão de longo prazo do mercado de energia elétrica, energia eólica, regulação técnico-econômica das distribuidoras de eletricidade e na tarifação do uso dos sistemas de distribuição com base em custos marginais. Em 2016 realizou pós doutorado no Inesc Tec Porto, Portugal, sobre previsão probabilística da geração eólica.

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Ceará (1999), com mestrado (2002) e doutorado (2013) em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ. Desde 2002 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são planejamento da expansão energética de sistemas de potência, matriz energética e programação da operação.

Luiz Guilherme Barbosa Marzano possui graduação pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), mestrado e doutorado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), concluídos em 1995, 1998 e 2004, respectivamente, todos em Engenharia Elétrica. Desde 1996 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são confiabilidade, análise financeira e planejamento da expansão e da operação energética de sistemas de potência.

Miryam Gerk Curty possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFRJ (2017), e atualmente é mestranda na COPPE/UFRJ e bolsista de mestrado no CEPEL, com trabalho pesquisa na área de planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos.