

Reforço em Linhas de Transmissão em Sistema com Alta Penetração Eólica

Monique Ribeiro da Costa * Arthur Neves de Paula *
Edimar José de Oliveira * Leonardo Willer de Oliveira *
Gabriel Schreider da Silva *

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de
Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG,
(e-mails: monique.costa@estudante.ufjf.br,
arthur.paula@engenharia.ufjf.br, edimar.joliveira@engenharia.ufjf.br,
leonardo.willer@engenharia.ufjf.br,
gabriel.schreider2016@engenharia.ufjf.br).

Abstract: This paper presents a methodology to optimize reinforcements in transmission systems considering high wind power penetration represented by generation scenarios. The proposed methodology minimizes the total costs of the investments and guarantees a viable operation of the system. The increase in the capacity of the transmission lines, provided by the application of reinforcements in the appropriate places, allows a greater absorption of wind energy from the system, being able to take advantage of the benefits of renewables. The formulation considers an optimal active power flow and the relationship between the susceptance and the power capacity of transmission lines. The proposed methodology is solved with the linear programming technique. The IEEE 24 bus system is used to show the main concepts discussed in this paper.

Resumo: Este artigo apresenta um método para otimizar os reforços no sistema de transmissão considerando um sistema com alta penetração de energia eólica representada por cenários de geração. A metodologia proposta minimiza os custos totais dos investimentos e garante uma operação viável do sistema. O aumento da capacidade das linhas de transmissão, proporcionado pela aplicação dos reforços nos locais adequados permite uma maior absorção de energia eólica do sistema, maximizando os benefícios de uma geração renovável. A formulação proposta considera o cálculo do fluxo de potência ótimo e a relação entre a susceptância e a capacidade de transmissão das linhas de transmissão. A metodologia proposta é resolvida com a técnica de programação linear. O sistema IEEE 24 barras é utilizado para mostrar os principais conceitos tratados neste trabalho.

Keywords: Transmission Line Reinforcement; Wind Generation Scenarios; Wind Power Curtailment.

Palavras-chaves: Reforço em Linhas de Transmissão; Cenários de Geração Eólica; Corte de Geração Eólica.

1. INTRODUÇÃO

O sistema de transmissão de energia elétrica vem encontrando dificuldades na construção de novas Linhas de Transmissão (LTs) e licenciamento de obras, devido às questões ambientais que têm se tornado um obstáculo crescente (Albatsh et al., 2015). Desta forma, a busca pelo aumento da capacidade de transferência de energia elétrica em LTs já existentes tem gerado diversos avanços tecnológicos nos últimos anos, permitindo analisar alternativas baseadas em cálculos menos conservativos (Larruskain et al., 2006; Reed et al., 2019) como a aplicação dos Sistemas Flexíveis de Transmissão de Corrente Alternada (FACTS, do inglês *Flexible AC Transmission System*).

Os FACTS, são dispositivos usados para controlar o ângulo de fase, tensões e impedâncias de LTs de Corrente Alternada (CA) de alta tensão. Estes dispositivos têm a capacidade de introduzir uma maior confiabilidade na operação do sistema e de aumentar a transferência de potência ativa de uma Linha de Transmissão (LT) (Bindal, 2014). Em De Oliveira et al. (1999), é proposta uma metodologia para alocação ideal dos FACTS no sistema, provocando a diminuição do congestionamento da transmissão e proporcionando o aumento da capacidade de transferência disponível da linha de transmissão. Este benefício dos dispositivos FACTS foram utilizados para alterar os custos gerais do sistema e o seu impacto nos preços de transmissão.

Uma outra alternativa para o aumento da capacidade de transferência de energia de uma linha de transmissão consiste na utilização de Feixe Expandido. Nas aplicações em que algumas linhas de transmissão original tenha mais

* Suporte financeiro: Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG) e Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE).

de um cabo por fase, o redimensionamento do feixe permite obter ganhos consideráveis na capacidade de transferência devido ao aumento da potência natural da linha (do inglês *SIL - Surge Impedance Loading*) (Régis Jr et al., 1999). Em Acosta and Tavares (2018) pode ser visto um dos exemplos desta aplicação que trabalha com linhas de transmissão que têm as geometrias de feixe não convencionais, conhecidas como Linhas de Potência Natural Elevada (em inglês *High Surge-Impedance Loading (HSIL)*). Neste trabalho, os autores demonstram que estas linhas de transmissão não convencionais representam uma boa alternativa técnica e econômica para o sistema de transmissão.

O aumento da penetração de eólica na composição da matriz energética se deve principalmente ao custo zero com combustíveis e disponibilidade de geração em quase todo ano (Arora et al., 2021). Neste caso, analisar a aplicação do reforço em linhas transmissão se torna necessário para o aumento da capacidade do sistema de absorver mais energia eólica em locais específicos para melhorar o aproveitamento (Billinton and Wangde, 2007).

Dentro deste contexto, o presente trabalho propõe uma metodologia para identificação de melhores locais para aplicação do reforço de linhas de transmissão, considerando a variação da susceptância de acordo com aumento da capacidade da linha. Adicionalmente, verifica-se o comportamento dos reforços frente aos cenários de geração eólica. O sistema IEEE 24 barras é utilizado para demonstrar a aplicação da metodologia proposta. Assim sendo, podem-se identificar as seguintes contribuições do trabalho:

- Uma proposta para aumentar a capacidade de transmissão do sistema em locais específicos do sistema com baixo custo de investimento;
- Capacidade de incorporar cenários de geração eólica na análise de reforço no sistema de transmissão;
- Aumento da capacidade das linhas associado à redução da reatância..

2. MODELAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA

A crescente participação de fontes intermitentes na matriz energética como a geração eólica tem provocado grandes desafios ao Sistema Elétrico de Potência (SEP). Estas fontes apresentam previsibilidade limitada na geração de energia ao longo do tempo, tendo a dependência de condições meteorológicas locais. Portanto, o montante da geração eólica no SEP se torna incerto. Esta energia renovável pode ser reduzida para manter o equilíbrio entre carga e geração. Desta forma, uma prática comum que é adotada é a redução na geração de energia eólica, ou seja, o gerador irá gerar menos que sua capacidade nominal de geração. Na literatura é possível encontrar a definição desta ação chamada de *wind curtailment* (corte de vento) (Li et al., 2015; Yang et al., 2020).

Devido às restrições na rede de transmissão, como falta de acesso ou congestionamento das linhas de transmissão considerando uma alta penetração de eólica no sistema, provoca o corte de vento. Esta ação faz com que os benefícios ambientais das energias renováveis diminuam e aumentem seus custos. Além disso, é verificado que a perda de geração de fontes renováveis tem se tornado uma solução cada vez menos aceita pela sociedade, pois se

trata de uma energia sustentável com custo marginal de operação próximo a zero (Jacobsen and Schröder, 2012).

O reforço nas linhas de transmissão já existentes, faz aumentar a capacidade de transferência de energia e consequentemente provoca uma maior absorção da energia eólica, aproveitando os benefícios desta energia renovável, e diminuindo o corte de vento. O termo *wind curtailment* está sendo tratado como corte de vento *PCW*. O *PCW* está sendo modelado como uma variável no modelo matemático que consiste em um alto custo.

Os cenários de geração eólica, que estão apresentados na Tabela 1, foram obtidos através do algoritmo k-means abordado em MacQueen et al. (1967) e Jain (2010), no qual é uma técnica capaz de agrupar os cenários de despacho de geração eólica que são similares em grupo, com o uso das séries históricas apresentadas em Merrick (2016).

Tabela 1. Cenários do sistema 24 barras.

Cenário	Fator de Demanda	Fator de Geração Eolica	Probabilidade
1	0,5428	0,0550	0,1467
2	0,5138	0,3661	0,1324
3	0,4963	0,9200	0,1166
4	0,4938	0,7304	0,1106
5	0,4782	0,1943	0,1078
6	0,4911	0,5424	0,1072
7	0,8047	0,0934	0,0852
8	0,6165	0,1989	0,0821
9	0,7345	0,3616	0,0594
10	0,6586	0,5997	0,0522

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema proposto de programação linear para determinar o reforço no sistema é definido a seguir:

$$FOB = \text{Min} \sum_{ij=1}^{nr} C_{r_i} \cdot P_r + \sum_{ij=1}^{ngw} C_{PW_i} \cdot PCW + \sum_{ij=1}^{LCR} C_{RF_{ij}} \cdot \Delta\gamma_{ij} \quad (1)$$

Sujeito a:

$$PG_i + PGW_i - \sum_{j \in \Omega_i} f_{ij} - PCW_i = PL_i \quad (2)$$

$$f_{ij} = (\gamma_{ij} + \Delta\gamma_{ij}) \cdot \theta_{ij} + \frac{1}{2} \cdot g_{ij} \cdot \theta_{ij}^2 \quad (3)$$

$$fln_{ij} - \left(\frac{flim_{ij}}{\gamma_{ij}} \right) \cdot \Delta\gamma_{ij} = flim_{ij} \quad (4)$$

$$-fln_{ij} \leq f_{ij} \leq +fln_{ij} \quad (5)$$

$$PG_{min} \leq PG_i \leq PG_{max} \quad (6)$$

$$-\pi \leq \theta_{ij} \leq +\pi \quad (7)$$

$$PGW_{min_i} \leq PCW_i \leq PGW_{max_i} \quad (8)$$

$$0 \leq \Delta\gamma_{ij} \leq 2 \cdot \gamma_{ij} \quad (9)$$

$$flim \leq fln_{ij} \leq 2 \cdot flim \quad (10)$$

Onde:

nr : Número de geradores fictícios (corte de carga).
 ngw : Número de geradores eólicos.
 LCR : Número de linhas candidatas ao reforço.
 C_{r_i} : Custo do corte de carga na barra i (\$/MW).
 Pr_i : Gerador de corte de carga na barra i (MW).
 C_{PW_i} : Custo do corte de vento na barra i (\$/MW).
 PCW : Corte de vento na barra i (MW).
 $C_{RF_{ij}}$: Custo do reforço da linha de transmissão ij (\$/MW).
 $\Delta\gamma_{ij}$: Variação de susceptância na linha ij relacionada com reforço na linha ij .
 PG_i : Geração de energia ativa na barra i .
 PG_{min_i} : Capacidade mínima da geração de energia ativa.
 PG_{max_i} : Capacidade máxima da geração de energia ativa.
 PL_i : Carga de energia ativa na barra i .
 f_{ij} : Fluxo de potência ativa na linha de transmissão ij (MW).
 fln_{ij} : Nova capacidade da linha de transmissão ij (MW).
 $flim_{ij}$: Capacidade inicial da linha de transmissão ij (MW).
 θ_{ij} : Diferença angular entre as barras i e j .
 PGW_i : Geração eólica na barra i (MW).
 γ_{ij} : Susceptância da linha de transmissão ij .
 g_{ij} : Condutância das linhas de transmissão ij .
 Ω_i : Conjunto de linhas de transmissão conectadas com a barra i .

A função objetivo (1) minimiza os custos do corte de carga, corte de vento e dos reforços no sistema de transmissão. Já a (2) corresponde ao balanço de potência ativa nas barras. A restrição (3) representa o fluxo de potência ativa na linha ij em um modelo DC. Além disso, a variação de susceptância ($\Delta\gamma_{ij}$) relacionada à nova capacidade da LT (fln) deve ser incluída para aumentar o valor de (γ_{ij}). Vale ressaltar que esta restrição não é linear e inclui as perdas ativas na transmissão. Para manter o sistema linear, as perdas são incluídas como cargas adicionais nas barras adjacentes, onde um processo iterativo é utilizado para esta inclusão (De Oliveira et al., 1999). A restrição (4) representa a relação entre a nova capacidade da LT (fln_{ij}) e o acréscimo na susceptância ($\Delta\gamma_{ij}$). Estas variáveis de otimização aumentam com o investimento em linhas de transmissão. Esta restrição é de suma importância para a solução correta do problema, pois o investimento na LT vai alterando o valor da susceptância tendo como resultado uma grande alteração no fluxo de potência ativa. A restrição (5) se refere a restrição do limite de fluxo de potência ativa. As restrições (6)-(10) representam os limites das variáveis. Sendo que a (10) representa os limites da nova capacidade da LT.

A Figura 1 mostra o fluxograma da metodologia proposta para a resolução do problema de alocação de reforços de linhas de transmissão. O problema (1)-(10) é resolvido para cada cenário utilizando programação linear. Os seguintes passos são descritos como segue:

- Passo-1: Defini os dados básicos do sistema, os cenários de geração eólica e de demanda iniciando o contador com valor igual a 1 até o valor da quantidade

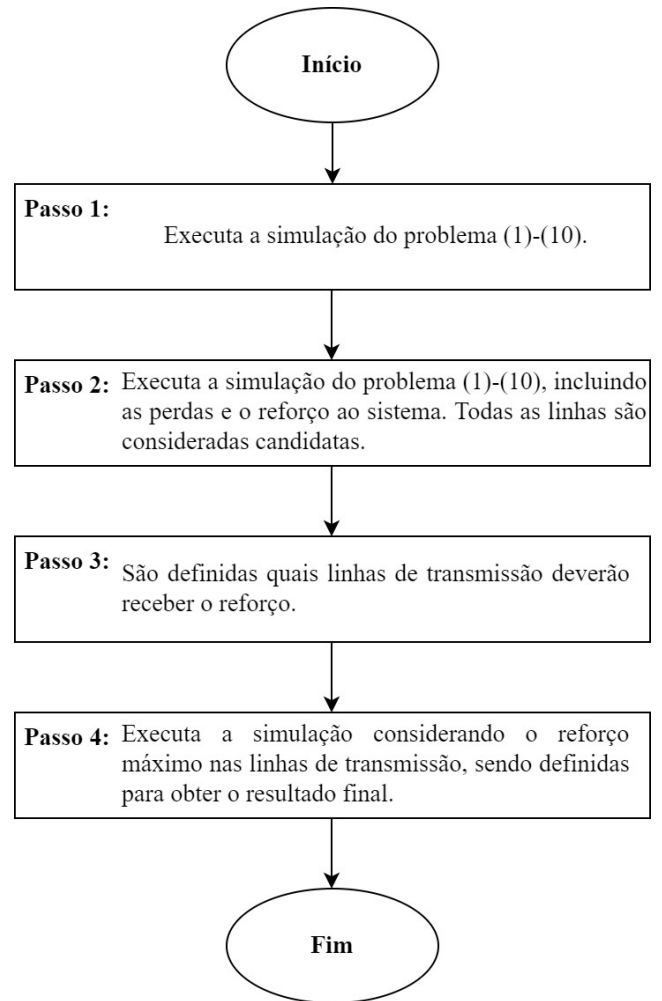


Figura 1. Fluxograma da metodologia proposta

de cenários analisados. O resultado é a operação do sistema sem reforço;

- Passo-2: Resolve o problema (1)-(10), otimizando o reforço nas linhas e inclui-se as perdas para cada cenário. Nesta simulação, todas as linhas são candidatas ao reforço;
- Passo-3: Identifica quais LTs vão receber os investimentos de reforço. Para tanto, verifica-se a necessidade de reforço para cada cenário. Assim sendo, é possível identificar as linhas que são mais eficientes para o reforço. Analisado o investimento de cada linha de transmissão, as linhas que tiverem maior reforço e de forma mais constante de sua utilização para os cenários, se tornam linhas de transmissão selecionadas e que vão receber o investimento;
- Passo-4: Resolve-se o problema (1)-(10) novamente, porém considerando apenas as linhas de transmissão escolhidas ao reforço. A partir daí, tem-se o resultado final. A solução obtida fornece a decisão ótima sobre a alocação de investimentos em reforços.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações foram realizadas usando um processador Core i5 com 2,11 GHz. Os códigos foram implementados com o software MATLAB.

4.1 SISTEMA IEEE 24 BARRAS:

A metodologia apresentada é aplicada ao sistema IEEE 24 barras (Subcommittee, 1979). Esse sistema possui 24 barras, 38 linhas de transmissão e uma demanda igual a 8.550 MW.

As seguintes premissas são consideradas para o estudo de caso:

- i. O sistema tem um total de 10 geradores sendo que 3 deles são geradores eólicos, tendo 10.215MW de geração de potência ativa instalada;
- ii. Os geradores eólicos estão instalados nas barras 1, 2 e 4, e tem sua potência máxima de geração ativa de 3000MW, que corresponde a 30% da geração total do sistema;
- iii. O custo do corte de carga PCW é igual a 900 \$/MW e o custo do corte de carga P_r é 10.000 \$/MW. Estes valores, definidos pelo usuário, foram adotados para incentivar os reforços e evitar os cortes de vento e carga;
- iv. São considerados 10 cenários de geração eólica e de demanda, considerando os mesmos cenários para os 3 geradores eólicos;
- v. Todas as linhas de transmissão são candidatas ao reforço.

Três casos serão analisados:

- Caso-1: Sem reforço nas linhas de transmissão. Neste caso, é avaliado o valor do custo operacional médio do sistema (\$/MW), valor do custo médio do corte de vento (\$/MW) e corte de vento (MW) para todos os cenários;
- Caso-2: Outra simulação é realizada aplicando o reforço no sistema. Neste caso, todas as linhas de transmissão são candidatas a receber o reforço e é identificado quais linhas de transmissão têm a necessidade de investimento em reforço;
- Caso-3: Após identificar quais linhas devem receber o reforço, são identificados os reforços que são as melhores opções.

Todos os dados utilizados nas simulações estão disponíveis em (da Costa et al., 2022).

4.2 Resultados Caso 1

A solução do problema descrito em (1) a (10), sem considerar o reforço em linha de transmissão são apresentados a seguir.

Na Figura 2 são apresentados os resultados da geração eólica onde observa-se a potência efetivamente injetada na rede bem como a geração eólica disponível e o valor não aproveitado da energia eólica (corte de vento). Em outras palavras, os benefícios da energia renovável não foram completamente aproveitados devido ao limite da capacidade de transferência de energia elétrica das LTs. Outro ponto de destaque na Figura 2 está relacionado aos cenários mais favoráveis de geração eólica, ou seja, os cenários 3, 6 e 10.

A Figura 3 apresenta o somatório dos despachos de potência ativa de todos os geradores não eólicos em MW. Já a Figura 4 apresenta o valor do corte de carga em

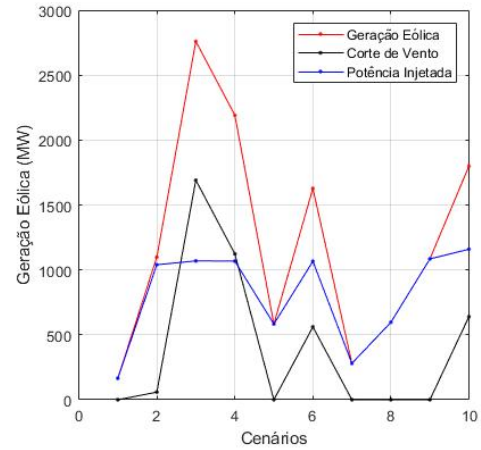


Figura 2. Geração Eólica Total: Sem o reforço nas LTs

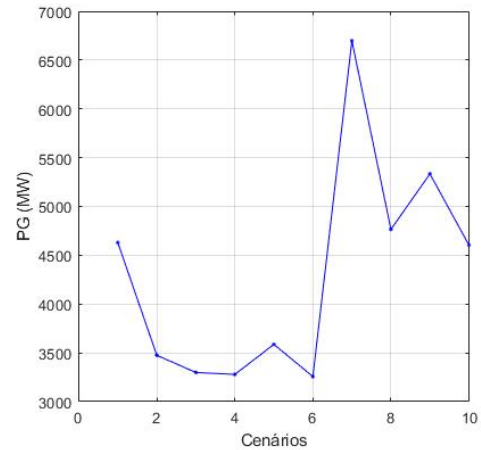


Figura 3. Geração Não Eólica Total: Sem reforço nas LTs

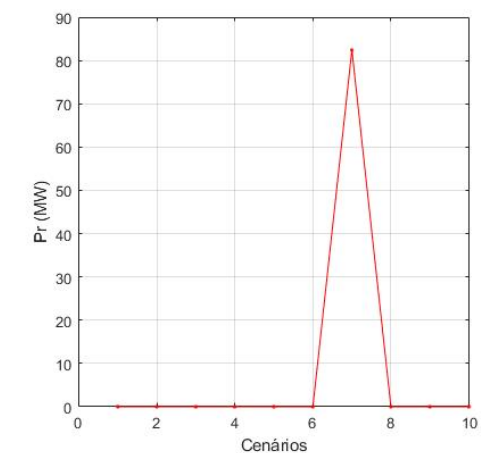


Figura 4. Corte de Carga Total: Sem reforço nas LTs

MW para cada cenário, mostrando que o corte de carga só foi necessário no cenário 7, que consiste em um valor menor de geração eólica e uma alta geração não eólica. No entanto, a falta de capacidade de transmissão não permitiu o suprimento da demanda pelos geradores não eólicos.

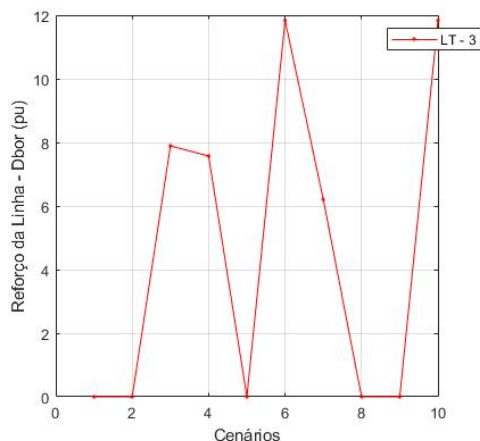


Figura 5. Gráfico do $\Delta\gamma_{1-5}$: LT-3.

A Tabela 2 mostra o custo médio operacional do sistema, e o custo médio do corte de vento, que foram obtidos no ponto ótimo, ao simular o problema descrito em (1) a (10). Verifica-se a partir dos dados da Tabela 2 que a falta de capacidade das linhas resulta em perda de geração renovável que poderia reduzir os custos operacionais totais do sistema. Portanto, a identificação de corredores para investimento torna-se crucial para redução do custo total do sistema (investimento e operação).

Tabela 2. Parcela da FOB média sem reforço.

FOB total (\$)	Corte de carga (\$)	Corte de vento (\$)	Investimento de LTs (k\$)
448.990,00	82.400,00	366.590,00	0

4.3 Resultados Caso 2

Para este caso, os resultados apresentados são obtidos considerando a aplicação de reforço nas linhas de transmissão, onde todas as linhas foram consideradas candidatas. Os gráficos das figuras 5 a 10 apresentam informações do investimento nas linhas: LT-3 (da barra-1 para barra-5), LT-5 (da barra-2 para barra-6) e LT-8 (da barra-4 para barra-9). Deve-se destacar que os investimentos nas demais linhas apresentam um investimento com valor muito baixo.

Os gráficos das figuras 5, 6 e 7 mostram o valor da variação da susceptância necessária para aumento da capacidade das LTs em cada cenário.

Através da (4) é possível obter os novos limites das linhas (f_{ln}) associados aos aumentos das susceptâncias. As figuras 8, 9 e 10 mostram os valores da nova capacidade das LTs para atendimento a cada cenário, sendo o valor da capacidade inicial da LT-3 de 175MW, LT-5 de 175MW, e LT-8 de 175MW. Em todas as figuras, os maiores investimentos estão relacionados aos cenários de vento mais favoráveis, ou seja, cenários 3, 6 e 10. Este aspecto mostra a eficiência da técnica proposta para identificar os corredores mais adequados para escoar a energia eólica.

4.4 Resultados Caso 3

Após identificar as linhas de transmissão que devem receber os reforços, outra simulação é realizada considerando o

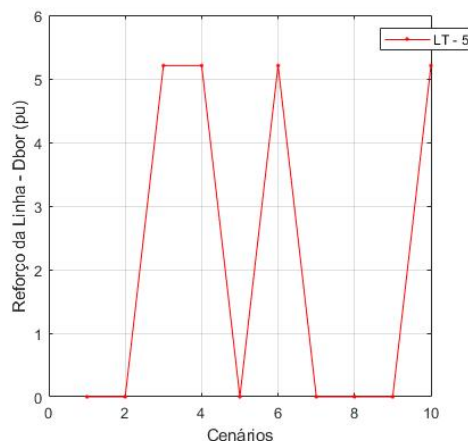


Figura 6. Gráfico do $\Delta\gamma_{2-6}$: LT-5.

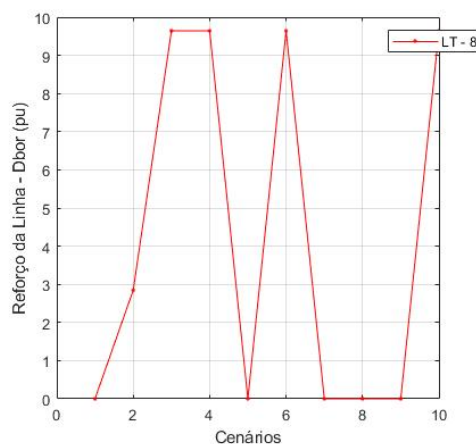


Figura 7. Gráfico do $\Delta\gamma_{4-9}$: LT-8.

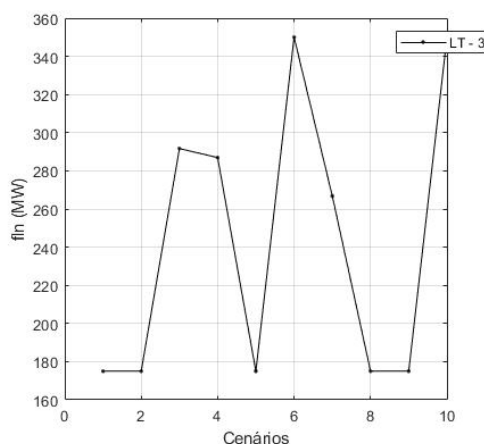


Figura 8. Gráfico da nova capacidade da LT-3.

reforço máximo nas 3 LTs selecionadas. A Tabela 3 mostra os reforços adotados para as três LTs. Pode-se observar que cada linha foi reforçada para dobrar a capacidade. Em consequência, a reatância foi reduzida pela metade, em consonância com (4).

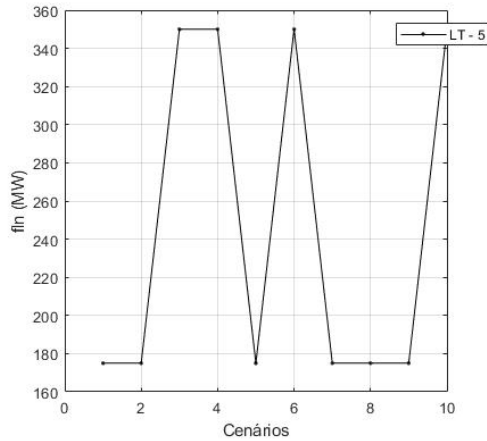


Figura 9. Gráfico da nova capacidade da LT-5.

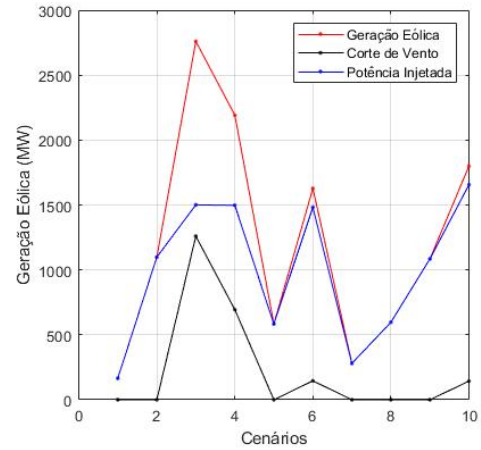


Figura 11. Geração Eólica Total: Com reforços nas LTs.

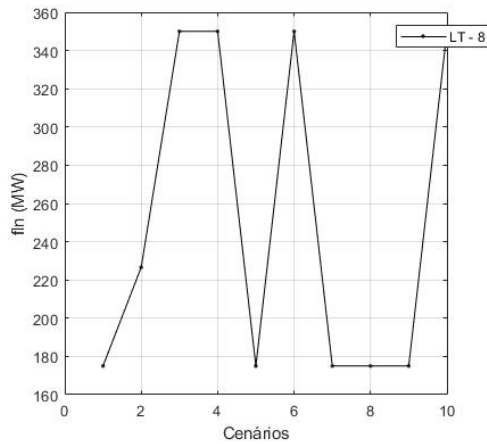


Figura 10. Gráfico da nova capacidade da LT-8.

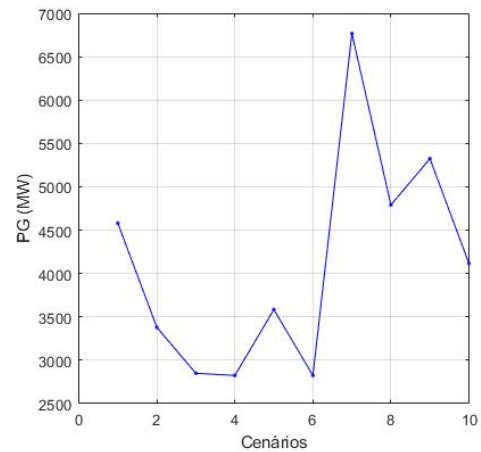


Figura 12. Geração Não Eólica Total: Com reforços.

Tabela 3. Reforços: Sistema IEEE 24 barras

LT	f_{lim} MW	f_{ln} MW	$x_{inicial}$ Ω	x_{final} Ω	Custo K\$
-					
LT3 ₁₋₅	175	350	8,450	4,225	22,00
LT5 ₂₋₆	175	350	19,200	9,600	50,00
LT5 ₄₋₉	175	350	10,370	5,185	27,00

A primeira coluna da Tabela 3 mostra as LTs selecionadas, na segunda coluna f_{lim} corresponde a capacidade inicial das LTs, a terceira coluna f_{ln} corresponde a nova capacidade das LTs, ou seja, houve aumento na capacidade de transferência de energia elétrica das 3 LTs. Já a quarta coluna $x_{inicial}$ corresponde ao valor da reatância inicial de cada LT e na quinta coluna x_{final} corresponde ao valor da reatância final de cada LT. A quinta coluna apresenta os custos dos investimentos em cada LT. Portanto, é realizado o investimento de 100% da capacidade nas 3 LTs.

A Figura 11 mostra os resultados da geração eólica total após os reforços propostos. Pode-se observar a diminuição do corte de vento devido ao aumento da capacidade das LTs, que resultou em mais injeção de geração eólica na rede, principalmente nos cenários 5 a 10, que tiveram quase toda a geração eólica despachada.

A Figura 12 apresenta o despacho total de potência ativa de todos os geradores não eólicos considerando o reforço nas LTs. Vale ressaltar que não houve corte de carga para este caso com os reforços realizados. Comparando esta figura com o despacho total apresentado na Figura 3 é possível observar no cenário 3, que contempla o maior valor de geração eólica, que os despachos das gerações não eólicas tiveram uma redução. Na Figura 3 o despacho total da geração não eólica referente ao cenário 3, foi de 3.300MW e na Figura 12 o valor diminuiu para 2.850MW, tendo uma redução de 450MW que representa o aumento da geração eólica no sistema apresentado na Figura 11.

A Tabela 4 apresenta os valores da FOB, Corte de carga, corte de vento e investimento em reforços nas linhas selecionadas. Pode-se observar que o valor do custo médio operacional total teve uma redução substancial em comparação com o valor obtido sem o reforço. Ou seja, reduziu de 448.990,00 \$ para 306.900,00 \$, suficiente para realizar os investimentos nas linhas selecionadas. Embora o corte de vento tenha reduzido com os investimentos em LT, uma parcela remanescente de 207.900,00 \$ permanece. No entanto, trata-se de um valor muito menor que o caso sem reforço.

Tabela 4. Parcela da FOB média com reforço

FOB total (\$)	Corte de carga (\$)	Corte de vento (\$)	Investimento de LTs (k\$)
306.900,00	0	207.900,00	99.000,00

Em relação aos aspectos computacionais, destaca-se que as simulações foram realizadas com reduzido tempo computacional, cerca de 12 segundos, devido as simulações serem realizadas através de Programação Linear. Essa característica mostra que a metodologia proposta é promissora para aplicações em sistemas reais.

Deve-se destacar a possibilidade de inclusão na metodologia proposta dos investimentos em sistemas de armazenamento de energia em substituição parcial de reforços no sistema de transmissão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Grupo de Otimização da UFJF (GOPT), à Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), ao INERGE e CNPq pelo apoio ao desenvolvimento deste trabalho.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para identificação dos melhores locais para aplicação dos reforços de linhas de transmissão. A metodologia apresentou uma possibilidade para aumentar a capacidade das LTs já existentes no sistema, considerado um sistema com alta penetração eólica com cenários de geração e de demanda.

Uma equação relacionando o aumento da capacidade da linha de transmissão com a susceptância foi introduzida no problema para tornar mais realista o investimento. A aplicação dos reforços nas LTs fez com que o sistema pudesse absorver mais energia eólica, diminuindo o valor do corte de vento consequentemente o valor do custo médio operacional total.

Os resultados obtidos com baixo tempo computacional mostra que a metodologia é promissora para aplicações em sistemas de grande porte.

REFERÊNCIAS

Acosta, J.S. and Tavares, M.C. (2018). Methodology for optimizing the capacity and costs of overhead transmission lines by modifying their bundle geometry. *Electric Power Systems Research*, 163, 668–677.

Albatsh, F.M., Mekhilef, S., Ahmad, S., Mokhlis, H., and Hassan, M. (2015). Enhancing power transfer capability through flexible ac transmission system devices: a review. *Frontiers of Information Technology & Electronic Engineering*, 16(8), 658–678.

Arora, K., Kumar, A., Kamboj, V.K., Prashar, D., Shrestha, B., and Joshi, G.P. (2021). Impact of renewable energy sources into multi area multi-source load frequency control of interrelated power system. *Mathematics*, 9(2), 186.

Billinton, R. and Wangdee, W. (2007). Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms. *IEEE transactions on power systems*, 22(1), 34–41.

Bindal, R.K. (2014). A review of benefits of facts devices in power system. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, 3(4), 105–108.

da Costa, M.R., de Paula, A.N., de Oliveira, E.J., de Oliveira, L.W., and da Silva, G.S. (2022). Dados do artigo reforço em linhas de transmissão em sistema com alta penetração eólica. Online. URL <https://drive.google.com/drive/folders/1LQyuCYApX919cDmqZwTb7-ZnCdHy53p>.

De Oliveira, E., Lima, J.M., and Pereira, J. (1999). Flexible ac transmission system devices: allocation and transmission pricing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21(2), 111–118.

Jacobsen, H.K. and Schröder, S.T. (2012). Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. *Energy Policy*, 49, 663–675.

Jain, A.K. (2010). Data clustering: 50 years beyond k-means. *Pattern recognition letters*, 31(8), 651–666.

Larruskain, D., Zamora, I., Abarrategui, O., Iraolagoitia, A., Gutiérrez, M., Loroño, E., and de La Bodega, F. (2006). Power transmission capacity upgrade of overhead lines. In *International conference on renewable energy and power quality (ICREPQ)*, volume 1. Citeseer.

Li, C., Shi, H., Cao, Y., Wang, J., Kuang, Y., Tan, Y., and Wei, J. (2015). Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: a specific example in china. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1067–1079.

MacQueen, J. et al. (1967). Some methods for classification and analysis of multivariate observations. In *Proceedings of the fifth Berkeley symposium on mathematical statistics and probability*, volume 1, 281–297. Oakland, CA, USA.

Merrick, J.H. (2016). On representation of temporal variability in electricity capacity planning models. *Energy Economics*, 59, 261–274.

Reed, L., Morgan, M.G., Vaishnav, P., and Armanios, D.E. (2019). Converting existing transmission corridors to hvdc is an overlooked option for increasing transmission capacity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(28), 13879–13884.

Régis Jr, O., de Barros Bezerra, J.M., Domingues, L.A.C., Ueda, S.M., and Furukawa, C.U.C. (1999). A utilização de condutores de liga de al termo-resistente na repotencialização de lt de transmissão e sub-transmissão. In *XV SPTEE Seminário nacional de produção e transmissão de Energia Elétrica*.

Subcommittee, P.M. (1979). IEEE reliability test system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6), 2047–2054. doi:<https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319398>.

Yang, R.L., Canha, L.N., Tiepolo, G.M., and Júnior, J.U. (2020). Gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica: Desafios para redução do corte de geração de energia das fontes renováveis. *revista brasileira de*, 26(1), 45.