

Impact of Dynamic Thermal Limits of Transmission Lines on Power System Operation

R. D. dos Anjos, A. C. Z. de Souza, A. B. de Almeida, B. I. L. Lopes, R. C. Leme and P. P. Balestrassi

Abstract— This paper discusses a methodology to determine the ampacity of transmission lines based on their dynamic thermal limits. In this sense, temperature, wind speed, season conditions, and system loading are taken into account, rendering a methodology that determines, for each operating point and weather condition, the actual thermal limit of a transmission line. The proposed technique is tested in a real scenario and compared with the technique currently employed for this purpose.

Keywords— dynamic thermal limits, ampacity, security inequation.

I. INTRODUÇÃO

TRADICIONALMENTE, o sistema elétrico é operado por limites em função da capacidade elétrica de suas instalações, contudo sem aplicar a real capacidade física das mesmas. A determinação da real capacidade de transporte de energia em Linhas de Transmissão Aéreas (LTA's), conhecida como ampacidade, representa um grande desafio para os planejadores e projetistas de sistemas de transmissão, pois depende de diversas grandezas aleatórias e de difícil aferição. Entre estas grandezas pode-se citar parâmetros ambientais e climáticos caracterizados pela elevada dispersão e difícil previsibilidade, devido à extensão da Linha de Transmissão (LT). Dessa forma, o carregamento é estimado através de um cálculo determinístico com certo grau de conservadorismo. Esse critério de projeto evita, por um lado, o risco de comprometer a segurança e continuidade dos serviços de transmissão de energia, e por outro admite a operação superdimensionada [1]. Então uma linha aparentemente sobrecarregada poderia causar em alguns momentos, uma alteração desnecessária no despacho dos geradores e nos demais controles do sistema.

Por outro lado, em situações críticas para o sistema, sobretudo em uma condição climática atípica, pode-se operar a LT acima do limite real, colocando em risco a sua operação. Este fator, em geral, não é considerado pela metodologia puramente determinística.

Dessa forma, com a crescente expansão do consumo de energia, a imposição de restrições ambientais (dificultando a liberação de novos corredores de transmissão), a modificação no perfil de ocupação no entorno das linhas, o elevado investimento requerido para indenização da servidão do terreno para a construção de novos sistemas de transmissão entre outros impedimentos, fez com que o tema ampacidade ganhasse mais atenção.

As razões acima levaram alguns pesquisadores a publicar alguns trabalhos neste tema. As principais propostas estão baseadas nas metodologias de cálculo determinístico, estatístico, previsões probabilísticas e em tempo real. A referência [2] apresenta o estado da arte para o aumento da ampacidade em LTA's utilizando as principais metodologias citadas.

Segundo [3], o Limite Térmico Dinâmico (LTD) durante o inverno tem maior possibilidade de estar abaixo do valor estático utilizado. Assim, dilatações térmicas inesperadas nas LT's podem ser eficientemente evitadas com o emprego do limite térmico dinâmico. De acordo com os autores, o LTD mostra um grande potencial para acomodar potência extra em períodos específicos, com valores chegando a duas vezes o limite estático, especialmente em períodos de vento elevado.

A referência [4] apresenta uma aplicação do LTD para aumentar a ampacidade em LT's antigas. Os resultados mostram que a capacidade pode ser aumentada em até 135%.

Em [5] é apresentada uma metodologia baseada em LTD para prever a ampacidade de até dois dias à frente. Isso é feito através de previsão das condições meteorológicas. Os autores mencionam que estudos de estabilidade devem ser realizados antes da adoção do LTD máximo que pode chegar a 200% do limite estático. No entanto, segundo eles, na maioria das vezes, 120% são suficientes para resolver a maioria das contingências.

De acordo com os resultados apresentados em [2][3][4][5][6], pode-se concluir que a adoção de limites térmicos dinâmicos para o cálculo da ampacidade em LTA's pode trazer diversos benefícios para o sistema:

- Menor indisponibilidade de equipamentos, melhorando a segurança e a confiabilidade do sistema, pela otimização da capacidade de transmissão.
- Melhores condições de viabilizar a otimização energética do sistema.
- Melhoria da qualidade de energia para os consumidores, em função da menor indisponibilidade e riscos para os equipamentos do sistema de transmissão.
- Menor custo de operação, minimizando a necessidade de intervenções nos ativos.
- Flexibilidade operativa obtida pelos limites reais das LT's.

R. D. dos Anjos, CEMIG GT, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, rodneid@hotmail.com

A. C. Z. de Souza, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, zambromi@unifei.edu.br

B. I. L. Lopes, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, isaias@unifei.edu.br

R. C. Leme, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, leme@unifei.edu.br

P. P. Balestrassi, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, Minas Gerais, Brasil, pedro@unifei.edu.br

A. B. de Almeida, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, adriano.almeida@unioeste.br

- Menor corte de carga quando houver contingências no sistema.

Os reflexos econômicos dos limites de transmissão têm no Brasil uma característica particular devido aos efeitos no processo de otimização energética nacional. O sistema de produção de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A capacidade instalada dos empreendimentos de geração em operação é dividida em 65,8% de usinas hidrelétricas, 28,2% de usinas térmicas e 4,3% de usinas eólicas, totalizando mais de 136 GW, em 4000 empreendimentos, conforme informações da Agência Reguladora do país [7]. Devido à predominância de geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas, a grande dispersão física da localização das usinas e a característica complementar de seus ciclos de geração em função das aflúncias de suas bacias hidrográficas, o sistema elétrico que integra os diversos agentes de carga e geração é de grande importância para tornar viável seu pleno aproveitamento e o menor custo de operação.

Este artigo apresenta a aplicação dos limites térmicos dinâmicos para a solução de um problema real de limitação de capacidade de transmissão e os possíveis ganhos energéticos e econômicos deste recurso. A principal contribuição deste trabalho reside na avaliação do potencial da LTD e sua correlação com os custos de operação. Um caso real de restrição energética ocorrida no Sistema Interligado Brasileiro é discutido. Tal caso ilustra a importância da metodologia apresentada, pois em função do atraso do plano de obras da Rede Básica, houve necessidade de alteração dos despachos energéticos de diversas usinas para o atendimento a uma inequação de segurança do sistema. Uma avaliação deste caso é realizada considerando o aumento da ampacidade das linhas através da adoção do LTD.

II. LINHAS DE TRANSMISSÃO

A. Limites Térmicos

A ampacidade [12] é um termo técnico utilizado para definir a capacidade da linha em transportar corrente elétrica, limitada pela distância mínima de segurança condutor-solo ou condutor-objeto, definida em [12]. Essa distância é decorrente da expansão térmica dos condutores a qual se deve à corrente elétrica associada à carga alimentada e às condições climatológicas, como velocidade e direção do vento, temperatura ambiente e a radiação solar.

B. Limites Térmicos Dinâmicos

Considera-se limite térmico dinâmico de linhas de transmissão o limite de condução calculado usando grandezas ambientais em “tempo real”. Um dos fatores que mais restringem o despacho de geração é a temperatura dos condutores, representada na operação como o limite térmico das linhas de transmissão. Como os limites de projeto das linhas usam valores determinísticos e normalmente conservativos, conhecendo-se o sistema de transmissão, suas

linhas, os vãos críticos e os parâmetros climatológicos reais, pode-se calcular a temperatura real do cabo, fornecendo, em condições específicas, um incremento de capacidade de transmissão sem comprometer a segurança operacional [13]. A adoção de limites térmicos dinâmicos aumenta a segurança da operação do sistema e pode reduzir os custos de operação [13]. Os ganhos médios desta metodologia em termos de elevação dos limites variam, conforme [14]. Em [15] são apresentadas as condições necessárias para criação de uma base de dados consistente para aplicação em cálculos de ampacidade de LTA.

C. Influência dos Limites Térmicos no Despacho Econômico

As referências [16] e [17] demonstram que a determinação da capacidade real de transmissão e o uso dos períodos mais favoráveis quanto às condições climáticas para fazer o despacho energético podem conduzir a uma economia significativa dos custos para atendimento ao mercado sem violar a temperatura máxima admissível das LTs. Uma linha de transmissão que atinge seu limite máximo de carregamento tende a causar alteração da operação também em muitas outras linhas e barras, não apenas nas adjacentes aos seus terminais. A aplicação de metodologias considerando a influência da variação climática no cálculo da ampacidade de linhas pode incluir benefícios não somente para elevação dos limites das linhas como em sua segurança e redução dos custos de energia para o sistema [16].

III. AMPACIDADE TÉRMICA

As principais metodologias usadas para o cálculo do limite dinâmico em linhas de transmissão são medição direta de grandezas físicas do cabo condutor, como temperatura ou tensão de tração e utilização dos dados climatológicos e modelo térmico de linhas [18], usado neste trabalho. Os dados apresentados referentes às inequações, dados de usinas e dados de linhas de transmissão são públicos e disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema (ONS) [19].

A seguir é apresentado um estudo de caso com restrição operativa provocada pelo limite térmico em uma linha de transmissão. Para efeito de comparação, é feita a simulação considerando a aplicação da metodologia de cálculo de ampacidade dinâmica on-line. A partir dos resultados obtidos, os benefícios para o sistema são discutidos.

A. Restrição de Geração por Violação de Inequação de Segurança

A inequação (1) apresenta uma restrição imposta a linha de transmissão, obtida a partir de dados empíricos e baseado em [20]. Para facilitar o entendimento e compreensão do caso em estudo, faz-se necessário apresentar a situação real ocorrida, descrita a seguir. No início do ano de 2012 uma conjunção de diversos fatores, como condição energética e atraso de obras do sistema resultou em violação da inequação monitorada em tempo real para evitar sobrecarga na LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril, em caso da contingência de perda da LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará. Como consequência,

houve restrição dos despachos de geração das usinas de maior fator de influência na inequação. A Fig. 1 apresenta o diagrama elétrico simplificado da região afetada. Para que não ocorresse sobrecarga acima do admissível na LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril em caso de desligamento da LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará, estabeleceu-se para ser monitorada a restrição imposta pela inequação (1) a partir de [20].

$$I_{OP2-Taq} + 0,56(I_{OP2-SGP}) < 1290 A \quad (1)$$

Onde:

- $I_{OP2-Taq}$ e $I_{OP2-SGP}$ são respectivamente as correntes elétricas na LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril e na LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará em Amperes,
- 0,56 é o fator de influência da LT 500 kV sobre a LT 345 kV, que é adimensional,
- 1290 A é o limite de carregamento da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril.

Para o atendimento à inequação, os despachos de geração foram diferentes dos preconizados pela programação energética do SIN. A principal consequência foi a restrição de geração em diversas usinas hidrelétricas da região Leste do estado de Minas Gerais para reduzir o termo do lado esquerdo da inequação, elevando o custo de operação

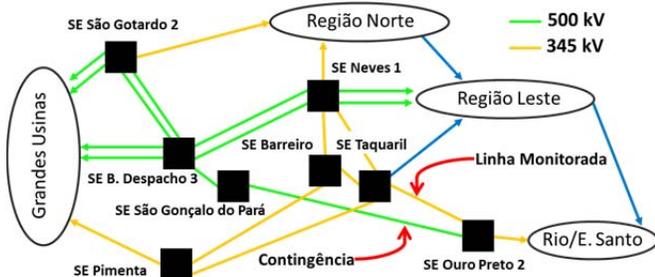


Figura 1. Diagrama Elétrico Simplificado.

A operação energética neste dia levou a uma redução nas usinas de Três Marias, Irapé, Sá Carvalho, Salto Grande, Baguari, Porto Estrela e Aimorés de 14.046 MWh de energia, de forma a reduzir o carregamento na LT em questão e controlar os valores verificados para inequação (1) [20], representando um desvio médio diário de 585 MW de potência da programação energética otimizada do SIN, com ocorrência de vertimentos turbináveis. A Fig. 2 apresenta os desvios de geração no dia 02/02/2012, a cada 30 minutos, em relação ao preconizado pelo processo de otimização energética que visa ao menor custo de operação; a Fig. 3 apresenta as energias perdidas em cada uma das usinas afetadas pelos vertimentos e somatório com a energia total e o valor médio diário de energia perdida por vertimentos, totalizando 150 MW médios. A LT 345 kV Taquaril – Ouro Preto 2 conectada nas SE Taquaril e Ouro Preto 2. O cálculo do limite de carregamento com os dados determinísticos apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** resultou em limite de 1290 A, conforme [21].

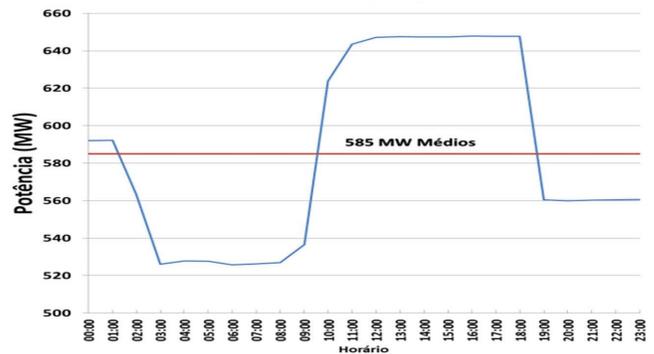


Figura 2. Desvio Horário de Geração.

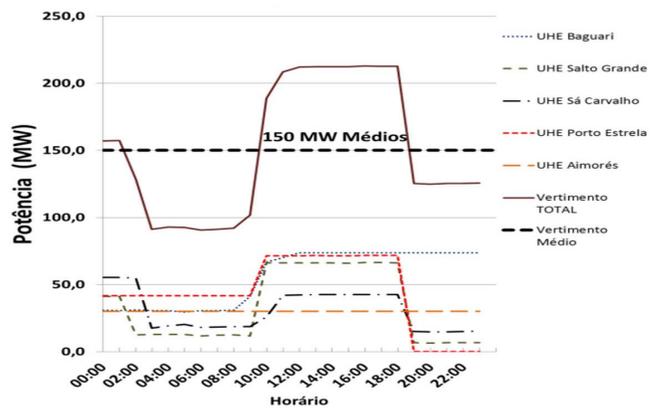


Figura 3. Energia Perdida.

TABELA I. DADOS AMBIENTAIS

Variáveis Ambientais	
Temperatura ambiente (T_a)	30°C
Velocidade do vento (v)	1 m/s
Ângulo de incidência do vento sobre o eixo (α)	90°
Intensidade da radiação solar (I_B)	1000 W/m ²
Altitude média da LT	650 m
Temperatura de projeto (T_c)	60°

B. Simulação com Ampacidade Dinâmica

Usando dados climatológicos que representavam a região da LT, efetuaram-se os cálculos de limites de carregamento da linha no dia, obtendo-se o limite dinâmico apresentado em [12]. Um resumo dos dados climatológicos é apresentado no item C “Avaliação dos Ganhos”. O cálculo proposto leva em conta os aspectos climatológicos associados à operação real do sistema. Como se vê na Fig. 4, o ganho obtido foi superior a 240 A ao longo de todo o dia em relação ao valor de projeto.

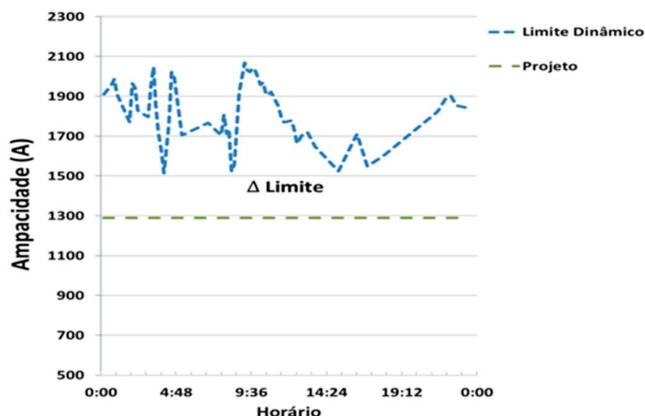


Figura 4. Limite Dinâmico.

C. Avaliação de Ganhos

Para analisar os benefícios energéticos obtidos pelo limite de carregamento dinâmico, a inequação (1) é ajustada com o termo $\Delta Limite$, resultando na inequação (2).

$$I_{OP2-Taq} + 0,56 (I_{OP2-SGP}) < 1290 A + \Delta Limite \quad (2)$$

Onde $\Delta Limite$ é o incremento obtido pela aplicação do cálculo dinâmico, este calculado pela diferença do limite obtido pela técnica em tempo real e o limite estabelecido no projeto da linha. Considerando isto, priorizaram-se as usinas com vertimentos e com fatores de influência que propiciassem um maior ganho energético final. Cabe ressaltar, que em condições ambientais desfavoráveis o valor de $\Delta Limite$ pode ser negativo. Uma vez estabelecida a metodologia de análise, verificou-se a eliminação das perdas de energia da malha Leste de Minas Gerais, sem a violação da inequação de monitoramento da LT, conforme pode ser observado no gráfico da Fig. 5.

Mesmo adequando o sistema para o ponto previsto no processo de otimização energética, o termo do lado esquerdo da inequação (2) permaneceu inferior ao limite dinâmico ao longo de todo o dia e com alguma folga. O valor mínimo de folga, 54 A e 32 MVA, ocorreu às 15h00min. Este valor corresponde a aproximadamente 4% do limite de projeto da LT. Destaca-se que a menor margem resultante está associada a uma conjunção de fatores, como o pico de intensidade da radiação solar observada, 1064 W/m² e à temperatura de 25°, próxima da máxima diária que foi de 26,5°C, resultando em uma ampacidade de 1524 A. Considerando a folga apresentada depois de atender as usinas do Leste, valor “Residual” na Fig. 5, ajustou-se a geração das UHE Três Marias e Irapé para seus valores ótimos, sem qualquer violação adicional no limite imposto. Os resultados são mostrados nas Fig. 5 e 6, respectivamente.

Considerando uma análise econômica associada ao caso, percebe-se que valorando a redução de geração convertida em vertimento pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD [10], médio diário na semana do dia 02/02/2012 (semana 1), que foi de R\$ 16,00/MWh, a energia vertida de 3.606 MWh resultou num custo de R\$ 57.696,00. Onde a precificação pelo PLD representa o mínimo valor para a energia. Portanto, caso

o valor do PLD estivesse no máximo de 2015, resultaria em perda de R\$ 1.399.128,00.

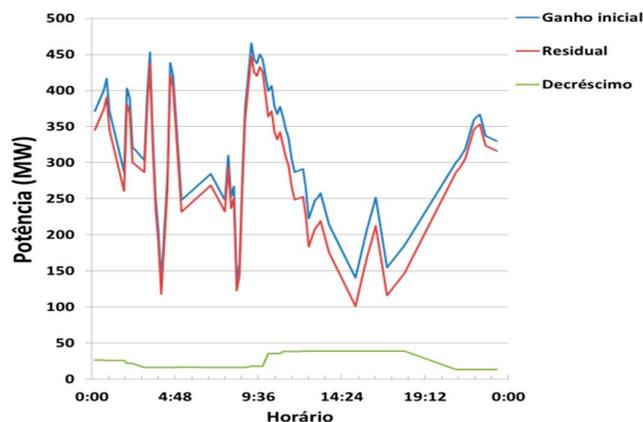


Figura 5. Aplicação da Metodologia para Eliminação dos Vertimentos.

As Figs. 7, 8 e 9 apresentam os valores medidos de intensidade de radiação solar, temperatura ambiente e ângulo de incidência do vento, comparadas aos valores determinísticos destas grandezas usados no estudo de caso.

Estas figuras permitem validar a metodologia empregada e comparar os resultados em análises de casos considerando os dados climatológicos como determinantes nos limites de carregamento da linha. Portanto, tais medições apresentadas nas Fig. 7, 8 e 9 são usadas para o cálculo dos limites térmicos dinâmicos e são decisivas para aplicação da metodologia proposta.

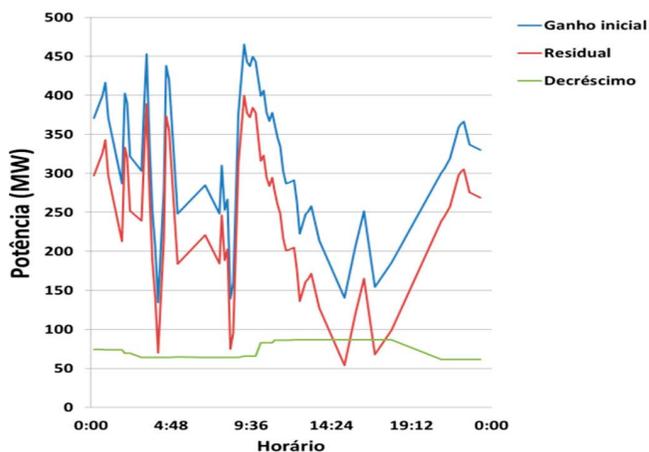


Figura 6. Aplicação da Metodologia Incluindo Otimização.

Por exemplo, considere o valor medido de intensidade de radiação solar no dia analisado. Observa-se do gráfico da Fig. 7, que este valor superou o valor preestabelecido para o cálculo da ampacidade da LT como proposto em [15] para um ponto da medição.

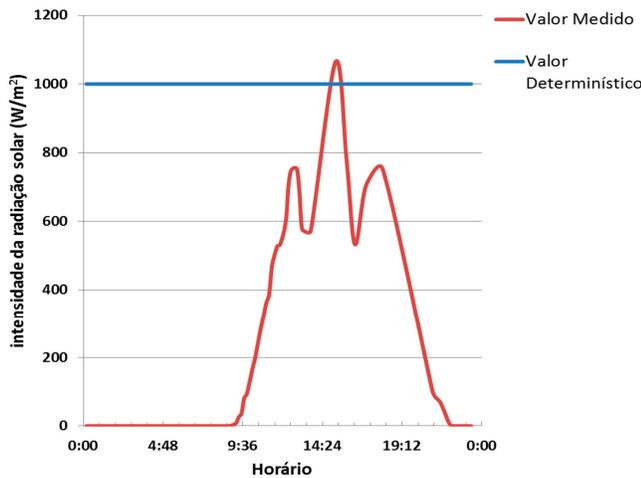


Figura 7. Radiação Solar.

O valor medido de radiação solar superou o valor determinístico em apenas uma medição no dia, como mostrado também na Fig. 7.

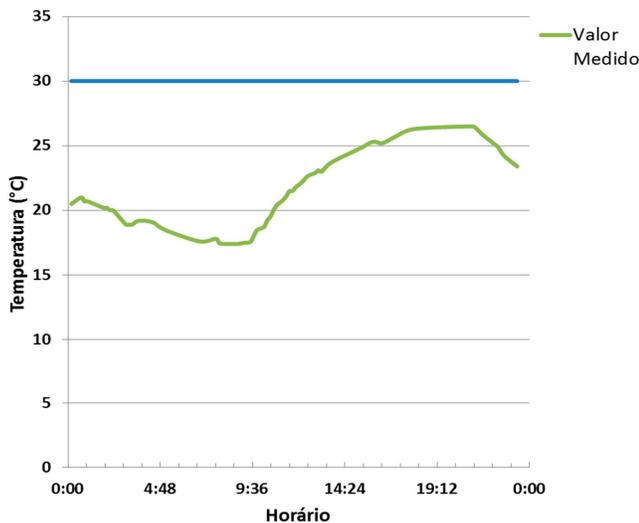


Figura 8. Temperatura.

Considerando agora a temperatura ao longo do dia, Fig. 8, observa-se que o valor máximo medido foi de 26,5°C, ou seja, 3,5°C inferior ao valor determinístico usado.

A Fig. 9 apresenta os ângulos de incidência do vento em relação ao eixo da LT. No cálculo determinístico o valor usado é 90°, condição de máxima eficiência de refrigeração do vento. No entanto, pelo gráfico apresentado na Fig. 9, observa-se que o cálculo determinístico não é conservador em relação a este parâmetro. Finalmente, constata-se a importância das medições efetuadas e usadas na metodologia proposta em relação aos valores determinísticos usados. Estes definitivamente afetam a qualidade dos resultados apresentados nas simulações realizadas.

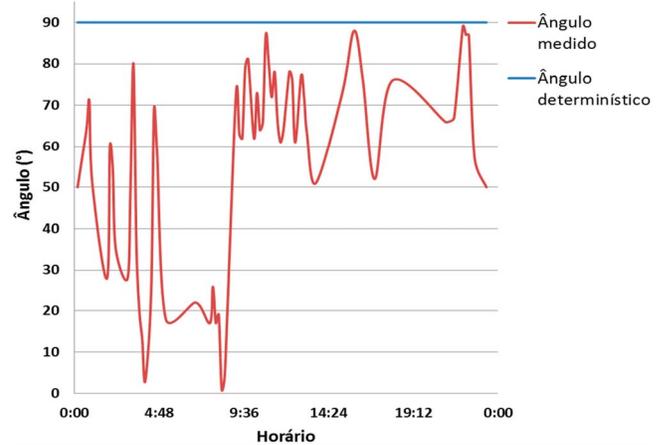


Figura 9. Ângulo de Incidência do Vento.

IV. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma proposta de cálculo de limite carregamento em linhas de transmissão considerando dados de projeto da LT e dados climatológicos medidos. Para efeito de aplicação da proposta, um estudo de caso real com uma restrição operativa em tempo real foi equacionado, com a consideração dos limites térmicos dinâmicos e, portanto, dados climatológicos e operativos reais do sistema.

Em suma, um caso real de violação da inequação de segurança em tempo real de uma LT 345 kV elevou os custos de operação do sistema (fevereiro de 2012). Os resultados obtidos da proposta mostraram ganhos na ampacidade da linha com consequências inerentes em relação à energia que poderia ser transmitida; estabelecendo definitivamente os possíveis benefícios como a redução de perdas por vertimentos em usinas a fio d'água e na redução de custos na operação do sistema elétrico interligado.

A metodologia de cálculo de limite térmico dinâmico para a LT 345 kV demonstrou a viabilidade do despacho energético ótimo, com ganhos financeiros para a operação do sistema e, obviamente, um promissor potencial para a metodologia proposta.

Finalizando, a instalação de mais equipamentos de monitoramento em linhas de transmissão, em circuitos selecionados em função das restrições impostas ao sistema elétrico, traria benefícios adicionais, pois uma simples avaliação de viabilidade econômica contempla uma relação custo/benefício, observando a regulação setorial vigente em cada país.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a parceria com a CEMIG GT através do projeto de P&D 278. A. C. Zambroni de Souza agradece o CNPq, que financia parcialmente este trabalho através do projeto 301313/2011-3. B. Isaias Lima Lopes agradece ao CNPq e FAPEMIG pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013), vol., no., pp.1,72, Dec. 23 2013
- [2] Nascimento, C.A.M.; Brito, J.M.C.; Filho, E.B.G.; Braga, G.E.; Miranda, G.C.; Bracarense, A.Q.; Ueda, S., "The state of the art for increased overhead line ampacity utilizing new technologies and statistical criteria," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES , vol., no., pp.464,469, 8-11 Nov. 2004
- [3] Fu, J.; Morrow, D. J.; Abdelkader, S.; Fox, B., "Impact of Dynamic Line Rating on Power Systems," Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International , vol., no., pp.1,5, 5-8 Sept. 2011
- [4] Kim, S.D.; Morcos, M.M., "An Application of Dynamic Thermal Line Rating Control System to Up-Rate the Ampacity of Overhead Transmission Lines," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.28, no.2, pp.1231,1232, April 2013
- [5] Huu-Minh, N.; Lilien, J.-L.; Schell, P., "Dynamic line rating and ampacity forecasting as the keys to optimise power line assets with the integration of res. The European project Twenties Demonstration inside Central Western Europe," Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on , vol., no., pp.1,4, 10-13 June 2013
- [6] Black, J.; Connor, S.; Colandairaj, J., "Planning network reinforcements with Dynamic Line Ratings for overhead transmission lines," Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International , vol., no., pp.1,6, Aug. 31 2010-Sept. 3 2010
- [7] *Relatório de Informações Gerenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica*. Aneel. Disponível em: www.aneel.gov.br. Último acesso em 21 de julho 2015.
- [8] Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Disponível em: www.ons.org.br/procedimentos. Último acesso em 15 de julho 2014.
- [9] *Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO de Fevereiro 2012*. ONS, Janeiro 2012.
- [10] *Relatório de Informações ao Público – Relatório Geral de Preços*, CCEE, Nº 34, fevereiro 2012
- [11] Nogueira, M.M., Azzam, G., *Carregamento de Linhas de Transmissão Aéreas: Dos Critérios Determinísticos à Monitoração em Tempo Real*, XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001
- [12] Morgan, V. T. *The Thermal Rating of Overhead Line Conductors – Part I. The Steady Thermal Model*, Electric Power Systems Research, 5, p. 119-139, November, 1982.
- [13] Moreira, F. S.; Ohishi, T.; da Silva Filho, J.I. *Influence of the Thermal Limits of Transmission Lines in the Economic Dispatch*, Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006.
- [14] Douglas, D.A.; Edrjs, A.A., *Real-time monitoring and dynamic thermal rating of power transmission circuits*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, Nº 3, July 1996.
- [15] CIGRÉ WG B2.12, *Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings*, ELECTRA, No. 299, August, 2006.
- [16] Moreira, F. S.; Ohishi, T.; da Silva Filho, J.I. *Influence of the Thermal Limits of Transmission Lines in the Economic Dispatch*, Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006.
- [17] Hirst, E.; Kirby B., *Transmission planning for a restructuring U.S. electricity industry*, Technical report, Edison Electric Institute, June 2001
- [18] Lloyd, G.; Bouchet, R.G.; Zou, L.; An C., *Real-Time thermal rating and active control improved distribution network utilization*, Universities Power Engineering Conference, September 2012.
- [19] *Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT*. ONS. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Último acesso em 7 de julho 2013.
- [20] *Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral - Janeiro – Abril 2012*, Vol. 5 – Área Minas Gerais, ONS, novembro 2011.

Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. ONS: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Último acesso em 7 de julho 2014.



Rodnei Dias dos Anjos. Graduado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais em 1994. Em 1996, especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá. Em 2002, especializou-se em Gestão Estratégica de Negócios pela Universidade Federal de Minas Gerais. Em 2013, obteve o mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Atualmente, é engenheiro sênior na área de Planejamento de Operação na Cemig GT, Cemig Geração e Transmissão SA. Suas áreas de interesse são análise de sistemas de potência e análise de estabilidade.



Adriano Batista de Almeida. Recebeu o grau de bacharel em engenharia elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná em 2009. Em 2011, obteve o mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Concluiu seu doutorado pela Universidade Federal de Itajubá em 2015. Foi pesquisador visitante na University of Strathclyde em Glasgow (Escócia) em 2013-2014. Atualmente, é Professor Adjunto do centro de engenharias e ciências exatas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Suas áreas de interesse são análise de sistemas de potência, análise de estabilidade de tensão e fontes de energia renováveis.



A.C. Zambroni de Souza. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1987), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1990) e doutorado em Engenharia Elétrica - University Of Waterloo Canadá (1995). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Itajubá, tendo sido professor visitante (bolsista CAPES) junto à University of Wisconsin - Madison em 2000. Em 2008 esteve junto à University of Strathclyde, Escócia. Atua na área de estabilidade de sistemas elétricos, com ênfase especial no tema de estabilidade de tensão em sistemas de transmissão e distribuição. Fellow Member do IET - The Institution of Engineering and Technology.



B. Isaias Lima Lopes. Professor Associado na Universidade Federal de Itajubá. Professor dos cursos de pós-graduação em Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação. Coordenador de projetos de pesquisa e desenvolvimento e de parcerias com Instituições e Empresas Nacionais e Internacionais. Pesquisador nas áreas de estabilidade e controle de sistemas dinâmicos e em Sistemas Elétricos de Potência, desenvolvimento e aplicações de técnicas de Inteligência Artificial em Sistemas de Controle e Automação de Processos. Bolsista de Produtividade em Pesquisa do CNPq (Nível 2) e Fapemig (PPM VIII).



Pedro Paulo Balestrassi. Professor Associado do Instituto de Engenharia de Produção e Gestão (IEPG) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Bolsista de Produtividade em Pesquisa do CNPq (Nível 1D) e Fapemig (PPM VII). Professor visitante da University of Tennessee at Knoxville em Industrial Engineering (2010-2011). Professor visitante da University of Texas at Austin (USA) em Pesquisa Operacional (2005-2006). Fez doutorado em Engenharia de Produção na Universidade Federal de Santa Catarina (2000) com doutorado-sanduíche em Industrial Engineering na Texas A&M University (USA).



Rafael Coradi Leme. Professor Adjunto do Instituto de Produção e Gestão na Universidade Federal de Itajubá. Possui graduação (2003), mestrado (2005) e doutorado (2008) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Pesquisador na área de Otimização, Séries Temporais e Processos Estocásticos, também tem expertise na área de Sistemas Elétricos de Potência. Foi pesquisador visitante na Universidade do Texas em Austin entre 2006 e 2007, onde desenvolveu trabalhos na área de pesquisa operacional e modelagem estocástica. Também foi pesquisador visitante na University of Strathclyde em Glasgow (Escócia) durante o ano de 2008 e Professor Visitante na University of Tennessee at Knoxville entre 2014 e 2015.