



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AMPACIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**  
**ASPECTOS OPERATIVOS**

**RODNEI DIAS DOS ANJOS**

**Itajubá, Dezembro de 2013**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RODNEI DIAS DOS ANJOS**

**AMPACIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**  
**ASPECTOS OPERATIVOS**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Antônio Carlos Zambroni de Souza**

**Dezembro de 2013**  
**Itajubá**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Jacqueline Balducci- CRB\_6/1698

A599a

Anjos, Rodnei Dias dos.

Ampacidade de linhas de transmissão – Aspectos operativos /  
Rodnei Dias dos Anjos. – Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.  
83 p. il.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza.  
Co-orientador: Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Transmissão de Energia. 2. Operação de Sistema de Potência.  
3. Limites Térmicos de Linhas de Transmissão. 4. Custos de Opera-  
ção I. Souza, Antônio Carlos Zambroni de, orient. II. Lopes,  
Benedito Isaías Lima, co-orient. III. Universidade Federal de  
Itajubá. IV. Título.



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RODNEI DIAS DOS ANJOS**

**AMPACIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

**ASPECTOS OPERATIVOS**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 09 de Dezembro de 2013, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes (Co-orientador)

Prof<sup>ª</sup>. Dra. Maria Helena Murta Vale - UFMG

Prof. Dr. João Guilherme Carvalho Costa - UNIFEI

**Itajubá**  
**2013**

# DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado à minha família, aos amados pais, Wilson Dias dos Anjos e Wanda Pereira Dias dos Anjos, que sempre me deram apoio e amor sendo responsáveis por todas as minhas conquistas, à minha querida esposa e filho, Cibele e Gabriel Soares Dias dos Anjos, pelo apoio incondicional, incentivo e compreensão dos momentos de ausência, à meus irmãos companheiros em mais esta jornada e à meus sobrinhos que são uma nova luz sobre toda família.

# **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por tudo que me proporcionou, neste momento em especial pela oportunidade de realização deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, pela orientação, incentivo e confiança em meu trabalho, exemplo pessoal e profissional para mim.

Ao engenheiro Adriano Batista de Almeida pela participação neste trabalho e apoio absoluto.

À CEMIG por ter me proporcionado a participação no curso de mestrado em um centro de excelência como a Universidade Federal de Itajubá.

# EPÍGRAFE

*“Algo só é impossível até que alguém duvide e resolva provar ao contrário.”*

Albert Einstein

## RESUMO

Na operação de sistemas elétricos de potência uma das principais restrições está associada aos limites térmicos das linhas de transmissão. Os limites usualmente são calculados de forma determinística com os parâmetros climatológicos e características de envelhecimento do cabo referendados na literatura mundial e na experiência dos agentes de transmissão.

Quando os dados climatológicos ao longo da linha, ou do vão crítico, estão disponíveis, pode-se calcular o limite de carregamento da linha com maior exatidão. O resultado do novo limite pode ser a ampliação da capacidade de transmissão da linha, se as condições climáticas forem favoráveis, ou a redução desta capacidade, no caso de as condições climáticas representarem situação mais desfavorável que as usadas no cálculo determinístico.

Em ambas as situações há grande benefício para a operação do sistema: seja por reduzir os custos de operação (quando a elevação do limite permite os despachos energéticos ideais sem restrições), ou por garantir a operação sem risco para pessoas e equipamentos (quando da constatação da necessidade de se considerar um menor limite de capacidade da linha).

Neste trabalho é apresentado um caso real de restrição energética ocorrida no Sistema Interligado Brasileiro, onde, 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. O elemento limitante nesta ocasião foi a LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril, de propriedade da CEMIG.

Neste sentido, visando evitar o redespacho energético, e conseqüente elevação do custo de operação, este trabalho propõe a aplicação do cálculo dos limites térmicos dinâmicos para a LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril a partir de dados climatológicos reais, uma vez que tais limites podem ampliar a capacidade de transmissão da linha em questão. Para avaliar a eficácia da proposta uma simulação de um dia típico é apresentada. Os resultados são apresentados ao final considerando a referência de preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Palavras-Chave: Transmissão de Energia, Operação de Sistema de Potência, Limites Térmicos de Linhas de Transmissão, Custos de Operação.



# ABSTRACT

Regarding the electrical power systems operation, one of the main constraints associated with it is the thermal limits of the transmission lines. These limits are usually calculated deterministically using climatological parameters and the aging characteristics of the transmission line conductor, as referenced in the literature and widely employed by the transmission system agents.

When the climatological data along the transmission line or the critical spans are available, the transmission line limit can be calculated more accurately. If the weather conditions are favourable, the new calculated limit will cause an increase in the transmission line capacity. However, if the weather conditions are unfavourable compared with those employed in the deterministic calculation, the transmission line capacity will be reduced.

In both cases, the system operation would be greatly benefited: by reducing the operation costs (when an increase of the limits allows optimal generation dispatch without restrictions), or by ensuring the system operation without risks to people and materials (when the correct transmission line limit is adopted).

This work presents a real case of energy restriction that occurred in the Brazilian Interconnected System. Due to a delay in the construction plan of the Standard Network, power redispatch was required in many generation plants in order to meet an inequality of the system security. The Transmission line LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril, owned by CEMIG, played a crucial role in this issue.

Thus, aiming to avoid the power redispatch and consequently the increase in cost operation, this work proposes the calculation of dynamic thermal limits for the transmission line LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril with real climatological data, since these limits may enlarge the transmission line capacity. In order to evaluate the effectiveness of the methodology proposed, a simulation of a typical day is presented. The results are presented considering the reference price of the Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Keywords: Power Transmission, Power System Operation, Thermal Lines Limits, Operation Cost.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Risco Térmico.....	20
Figura 2.1 – Equilíbrio Térmico em um Condutor .....	24
Figura 2.2 – Declinação do Sol .....	27
Figura 2.3 – Esquema de Hora Angular do Sol .....	27
Figura 2.4 – Azimute .....	28
Figura 2.5 – Esquemático da Altitude do Sol .....	29
Figura 2.6 – Influência do Ângulo de Incidência do Vento.....	34
Figura 2.7 – Ampacidade x Temperatura Ambiente .....	40
Figura 2.8 – Ampacidade x Velocidade do Vento.....	41
Figura 2.9 – Ampacidade x Ângulo de Incidência do Vento.....	43
Figura 2.10 – Ampacidade x Coeficiente de Emissividade .....	44
Figura 2.11 – Ampacidade x Coeficiente de Absorção.....	45
Figura 2.12 – Ampacidade x Intensidade da Radiação Solar Medida .....	47
Figura 2.13 – Limites Aproximados das Linhas de Transmissão em Função do Comprimento .....	49
Figura 2.14 – Quantidade de Linhas de Transmissão em Função do Comprimento.....	50
Figura 3.1 – Diagrama Simplificado de Duas LT Interligando Sistemas .....	53
Figura 3.2 – Sistema 4 Barras .....	55
Figura 3.3 – Resposta Transitória de Temperatura para Degrau de Corrente. ....	60
Figura 3.4 – Diagrama Elétrico Simplificado .....	63
Figura 3.5 – Diagrama Esquemático Usinas Hidrelétrica – Bacia Rio Doce .....	66
Figura 3.6 – Desvio Horário de Geração.....	66
Figura 3.7 – Energia Vertida - Dia 02/02/2012 .....	67
Figura 3.8 – Limite Dinâmico ( $v = 1,0$ m/s). ....	70
Figura 3.9 – $\Delta$ Limite em MVA .....	71
Figura 3.10 – Aplicação da Metodologia para Eliminação dos Vertimentos .....	74
Figura 3.11 – Aplicação da Metodologia Incluindo Otimização.....	74
Figura 3.12 – Gráfico da Intensidade da Radiação Solar ( $IB$ ).....	75
Figura 3.13 – Temperatura Ambiente ( $T_a$ ).....	75
Figura 3.14 – Ângulo de Incidência do Vento ( $\delta$ ) .....	76
Figura 3.15 – Influência do Ângulo de Incidência .....	76
Figura 3.16 – Velocidade do Vento ( $v$ ) .....	77

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 2.1 – Fluxo de calor total recebido por uma superfície ao nível do mar. ....	29
Tabela 2.2 – Valores de A1 e m1.....	32
Tabela 2.3 – Valores de A2 e m2.....	32
Tabela 2.4 – Correção do número de Nusselt.....	33
Tabela 2.5 – Faixa de valores para os coeficientes de emissividade.....	35
Tabela 3.1 – Dados das linhas do sistema de 4 barras .....	55
Tabela 3.2 – Dados das barras do sistema de 4 barras .....	55
Tabela 3.3 – Fluxos nas linhas do sistema de 4 barras .....	56
Tabela 3.4 – Matriz de fatores de influência .....	57
Tabela 3.5 – Fluxos nas linhas para variação de 10 MW de geração.....	58
Tabela 3.6 – Matriz de fatores de influência de geração .....	58
Tabela 3.7 – Valor do PLD no mês de fevereiro de 2012.....	62
Tabela 3.8 – Fatores de influência de geração sobre a LT em análise. ....	64
Tabela 3.9 – Dados ambientais - LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril .....	68
Tabela 3.10 – Dados físicos - LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril.....	68
Tabela 3.11 – Prioridade de redespacho de geração .....	73

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANA	Agência Nacional de Águas
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANAREDE	Programa de Análises de Rede do Cepel
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
Cepel	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço de Sistema
FIL	Fator de Influência de Linha de Transmissão
FIG	Fator de Influência de Geração
IO	Instrução de Operação
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NBR	Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
PR	Procedimentos de Rede
RP	Regime Permanente
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termelétrica

# SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	6
<b>RESUMO</b> .....	8
<b>ABSTRACT</b> .....	9
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	10
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	11
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	12
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
1.1. MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	11
1.2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA.....	12
1.3. REVISÃO DA LITERATURA .....	13
1.3.1. Limites de linhas de transmissão.....	13
1.3.2. Aplicação de limites térmicos dinâmicos na operação do sistema .....	15
1.3.3. Aplicação de limites térmicos dinâmicos em barramentos de subestação .....	15
1.3.4. Previsão de limites térmicos dinâmicos .....	16
1.3.5. Escolha dos parâmetros climatológicos para cálculo de ampacidade .....	17
1.3.6. Seções de linhas em regiões termicamente desfavoráveis.....	18
1.3.7. Escolha das linhas para aplicação da ampacidade dinâmica .....	19
1.3.8. Influência dos limites térmicos no despacho econômico .....	19
1.3.9. Ampacidade estatística .....	20
1.4. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS.....	21
1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	21
<b>CAPÍTULO 2 - LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>23</b>
2.1. INTRODUÇÃO .....	23
2.2. DETERMINAÇÃO DOS LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	23
2.2.1. Ganho de calor por efeito Joule ( $P_j$ ) .....	24

2.2.2. Ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) – método 1.....	25
2.2.3. Ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) – método 2.....	30
2.2.4. Perda de calor por convecção ( $P_C$ ).....	31
2.2.5. Perda de calor por radiação ( $P_R$ ).....	35
2.2.6. Cálculo da corrente limite (I).....	36
2.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	37
2.3.1. Corrente elétrica de regime permanente inicial (I) .....	37
2.3.2. Temperatura ambiente ( $T_a$ ) .....	39
2.3.3. Velocidade do vento ( $v$ ) .....	40
2.3.4. Ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT ( $\delta$ ).....	42
2.3.5. Coeficiente de emissividade ( $\varepsilon$ ).....	43
2.3.6. Coeficiente de absorção ( $\alpha_S$ ).....	45
2.3.7. Intensidade da radiação solar medida ( $I_B$ ) .....	46
2.4. OPERAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	47
2.4.1. Restrições consideradas .....	49
<b>CAPÍTULO 3 - AMPACIDADE DINÂMICA APLICADA EM CASO REAL .....</b>	<b>52</b>
3.1. INTRODUÇÃO .....	52
3.2. INEQUAÇÕES DE MONITORAMENTO DE SEGURANÇA .....	52
3.2.1. Aplicação da metodologia de inequações em um sistema teste .....	54
3.2.2. Limite de linhas de transmissão em tempo real .....	59
3.2.3. Princípios econômicos da operação energética.....	61
3.3. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA OPERATIVO REAL .....	62
3.3.1. Restrição de geração por violação de inequação de segurança .....	62
3.3.2. Custo diário da restrição operativa .....	67
3.3.3. Simulação de solução com ampacidade dinâmica .....	68
3.3.4. Cálculo de limites dinâmicos da LT 345 kV Taquaril – Ouro Preto 2.....	69
3.3.5. Aplicação da elevação dos limites e redespacho de geração.....	71

3.3.6. Avaliação dos ganhos .....	72
<b>CAPÍTULO 4 - CONCLUSÕES .....</b>	<b>78</b>
4.1. CONCLUSÕES.....	78
4.2. TRABALHOS FUTUROS.....	79
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>80</b>

# **CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO**

Este capítulo apresenta o modelo do setor elétrico brasileiro para esclarecer as relações entre os agentes e os princípios da regulação setorial e como ocorre o planejamento da operação eletroenergética e sua importância para o sistema. Também é apresentada uma revisão da literatura dos principais temas relacionados a este trabalho, além dos objetivos e motivações para sua realização.

## **1.1. MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O modelo do setor elétrico brasileiro busca garantir o efetivo suprimento para o mercado e a expansão permanente das atividades intrínsecas do setor (geração, transmissão e distribuição), atendendo à segurança, universalização do acesso e do uso dos serviços e à modicidade tarifária, nos horizontes de curto ao longo prazo.

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem papel estratégico na gestão do setor elétrico. Suas ações diretas no setor são coordenadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A formulação das políticas e diretrizes de energia para assessoramento da Presidência da República ocorre no CNPE para promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, inclusive submetendo medidas específicas ao Congresso Nacional, quando necessário, para rever as matrizes energéticas e estabelecer diretrizes para programas específicos de fontes energéticas como energia termonuclear ou gás natural e também importação e exportação de insumos energéticos [1].

O CMSE atua como instrumento de acompanhamento e avaliação permanente da continuidade e segurança do atendimento eletroenergético do país. Acompanha o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo, avalia as condições de abastecimento, identifica dificuldades e obstáculos técnico, ambiental, comercial ou institucional que estejam afetando ou possam vir a afetar o suprimento atual ou futuro dos setores de energia, propondo soluções e ajustes corretivos ou preventivos para manutenção ou restauração da segurança no abastecimento eletroenergético.



A atuação do MME ocorre de forma integrada com diversos agentes setoriais como Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A agência reguladora Aneel tem as funções de regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, fiscalizar as concessões, permissões e os serviços de energia elétrica, implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos, estabelecer tarifas, mediar os conflitos entre agentes e consumidores e promover as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia. No caso das outorgas de concessão, estas são feitas pela Agência por delegação do governo federal, que é a instância competente [2].

O ONS é responsável pela operação coordenada do Sistema Interligado Nacional (SIN) e da administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões iguais ou superiores que 230 kV). Ele exerce suas atribuições baseado em dois insumos fundamentais. O primeiro são os Procedimentos de Rede (PR) que são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, associadas às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN [3]. O segundo conjunto de insumos são informações recebidas das autoridades setoriais como MME e Aneel e dos agentes proprietários das instalações elétricas do SIN.

Os principais estudos e ações do ONS estão associados a ampliações e reforços da Rede Básica, avaliação das condições futuras da operação, avaliações da operação de curto prazo, indicadores de desempenho do SIN, integração de novas instalações e administração dos serviços de transmissão.

## **1.2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA**

O planejamento da operação elétrica realizado pelo ONS nos diversos horizontes de estudo considera os recursos de geração e a rede de transmissão existente, a previsão de carga e o cronograma das obras previstas para o horizonte em análise. Os resultados são ações para solucionar problemas identificados, indicações de ajustes nos cronogramas das obras para atender aos requisitos previstos e medidas para contornar eventuais atrasos em relação às

datas de referência, identificação de restrições elétricas que impeçam a adoção das políticas energéticas que assegurariam o menor custo de operação e subsídios ao Poder Concedente para tomada de decisões. Um caso de restrição elétrica elevando os custos de operação do SIN é apresentado no capítulo 3.

O ONS realiza também o planejamento da operação energética do SIN. As análises utilizam modelos matemáticos de otimização e simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliações das condições de atendimento do suprimento do SIN. As bases destas avaliações são a oferta futura de energia e as previsões de mercado. Os estudos calculam os riscos de ocorrência de déficits de energia através de avaliações probabilísticas [32]. Os estudos de otimização referenciados aqui são dos estudos energéticos, onde apenas restrições elétricas mais explícitas são incluídas, não havendo simulações de fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo que possa verificar eventuais alcances de novos limites operativos na rede elétrica.

O planejamento energético tem horizonte de cinco anos, com revisão anual. De forma a complementar o ciclo de estudos energéticos da operação, mensalmente é realizado o Programa Mensal da Operação Energética (PMO) [32] para estabelecer metas e diretrizes eletroenergéticas de curto prazo a serem seguidas pelos órgãos executivos na programação diária da operação eletroenergética e em tempo real, otimizando os recursos de geração e transmissão e atendendo aos procedimentos e critérios dos PR.

## **1.3. REVISÃO DA LITERATURA**

### **1.3.1. Limites de linhas de transmissão**

A determinação da real capacidade de transporte de energia em Linhas de Transmissão Aéreas (LTA) representa um grande desafio para os planejadores e projetistas dos sistemas de transmissão, pois depende de diversas grandezas aleatórias e de difícil aferição, tais como parâmetros ambientais e climáticos caracterizados pela elevada dispersão e difícil previsibilidade devido à extensão da linha de transmissão (LT). Dessa forma, o carregamento precisa ser estimado 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 uma operação superdimensionada [4]. Então uma linha aparentemente sobrecarregada poderia causar, em alguns momentos, uma alteração desnecessária no despacho dos geradores e nos demais controles do sistema.

Historicamente, a implantação das LTA é realizada somente com a preocupação de fazer a escolha ótima dos condutores. A ampacidade das linhas foi colocada em segundo plano ou até descartada pelas concessionárias em função de vários fatores como: pouca restrição ambiental na época para a construção de novas linhas; desconhecimento técnico sobre o tema ampacidade; carência de informações climatológicas regionalizadas; a expansão do sistema elétrico como sustentação política do governo; falta de ferramentas computacionais e pouca pesquisa de campo [5]. No entanto, com a crescente expansão do consumo de energia, o surgimento de restrições ambientais (dificultando a liberação de novos corredores de transmissão), a modificação no perfil de ocupação no entorno da linha, o elevado investimento requerido para indenização da servidão do terreno e para a construção de novos sistemas de transmissão entre outros empecilhos, fez com que o tema ampacidade passasse a ser explorado mais a fundo.

A ampacidade [6] 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 pela norma NBR-5422 [8]. 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.

Em [7] é afirmando que em momentos de maior incidência de raios solares nos condutores, e conseqüente maior ganho de calor por radiação, os ventos ocorrem com maior velocidade exatamente devido à fonte de calor que originou os raios, fato que deixa a operação dos sistemas de transmissão com sensação de maior segurança.

Nos últimos anos, diversas publicações nacionais e internacionais vêm apresentando e discutindo metodologias de cálculo da ampacidade de LTA. Dessa forma, foram surgindo metodologias e critérios para o cálculo da ampacidade, primeiramente com a adoção de métodos determinísticos, que utilizam condições ambientais pré-definidas, evoluindo para a metodologia cujo enfoque aborda a utilização de dados tratados estatisticamente e chegando atualmente a sistemas de monitoração em tempo real do estado térmico do condutor.

Os condutores das linhas de transmissão de energia são tensionados mecanicamente e energizados em alta tensão. O fluxo de corrente através de condutores aumenta suas temperaturas causando-lhes dilatação e conseqüentemente alongamento. Este alongamento causa o rebaixamento dos condutores entre as torres, diminuindo a distância de segurança que é estabelecida para garantir o afastamento necessário entre os condutores e as pessoas, o solo,

a vegetação, os edifícios e veículos sob as linhas. Além do afundamento máximo permitido pelas distâncias de segurança, as linhas podem sofrer ruptura elétrica, resultando em uma interrupção no fornecimento de energia ou prejuízo para os consumidores. Para se evitar “flecha” excessiva são colocados os limites nos fluxos de potência através das LTA.

No Brasil, os projetos de linhas de transmissão e de distribuição estão regulamentados pela ABNT através da NBR 5422 [8].

### **1.3.2. Aplicação de limites térmicos dinâmicos na operação do sistema**

Em [9] é apresentado um breve histórico dos estudos de ampacidade dinâmica de equipamentos de transmissão, além de discutir sobre os obstáculos para se implementar este tipo de metodologia. O artigo mostra que a aplicação da ampacidade dinâmica usualmente traz benefícios da ordem de 5% a 15% sobre os limites estáticos, uma vez que os limites estáticos estabelecidos para os equipamentos de transmissão são definidos para as condições de “pior caso”.

O estabelecimento dos limites térmicos dinâmicos fornece à operação do sistema uma estimativa mais precisa dos valores limites dos equipamentos de transmissão. Na maioria das condições isso resulta em uma maior exploração dos ativos e em condições mais raras, redução dos limites e garantia de segurança térmica dos equipamentos. Saber precisamente o estado térmico dos equipamentos ajuda o operador a evitar desligamentos em cascata por sobrecarga em emergências, um melhor despacho econômico de geração em condições normais e a recomposição mais rápida da rede após emergências.

### **1.3.3. Aplicação de limites térmicos dinâmicos em barramentos de subestação**

A crescente demanda por aumento de capacidade de transmissão nas redes leva à necessidade de se fazer o mesmo nas subestações, conforme referência [10]. A elevação destas capacidades de barramentos por recapacitação e/ou recondutoramento usualmente demanda grande esforço e ajustes não apenas na barra em questão. A forma de cálculo de capacidade das barras de subestações tem padrões específicos e é também a partir das equações de equilíbrio térmico, conforme o cálculo para linhas aéreas demonstrado em [6,7], que a metodologia de cálculos de limites dinâmicos pode ser aplicada.

Uma validação da metodologia dinâmica é feita a partir de um projeto piloto de monitoramento de barramentos em uma subestação na Alemanha (Redwitz) usando um sistema de monitoramento de dados climatológicos e medição direta de temperatura na barra. O projeto apresentou resultados positivos com desvios máximos inferiores a 4% entre valores calculados e medidos da capacidade de transmissão. Cabe a ressalva da necessidade de estudos de estabilidade para elementos altamente carregados devido aos riscos inerentes deste tipo de situação operativa [10].

#### **1.3.4. Previsão de limites térmicos dinâmicos**

Em [11] é discutida a situação provocada pelo elevado número de acessantes como gerações eólicas e fotovoltaicas e os reflexos para operação, como necessidade de construir, substituir e recapitar um elevado número de linhas de transmissão. Por isso, tornou-se imperativo o estabelecimento de novas abordagens para aumentar a eficiência do sistema existente, fornecendo capacidade adicional de forma segura e economicamente viável. A solução proposta é a utilização de avaliação dinâmica das linhas de transmissão, que aumenta significativamente os limites de transmissão, além de representar menos riscos para operação.

Ainda em [11] são apresentados os resultados do algoritmo desenvolvido pela University of Liège (Bélgica) baseado em medição de tempo real das grandezas físicas das linhas de transmissão e previsões meteorológicas com o objetivo de fornecer uma previsão de ampacidade dois dias à frente. A disponibilização da previsão da ampacidade proposta é aderente às necessidades das áreas de pré-operação, despacho de geração e negociação de energia. O método usado para cálculo da ampacidade é apresentado nas referências [12,13], coerente com a metodologia apresentada no Capítulo 2.

A previsão meteorológica pode ser feita com boa precisão para o período de dois dias à frente. Isso, todavia, não se aplica ao vento. Segundo [11,27], a grandeza vento tem forte impacto na ampacidade de linhas, sendo crítica sua medição, pois pode variar em poucos minutos, varia ao longo da extensão da linha, varia em função da altitude do cabo condutor, que também varia ao longo dos vãos e é influenciada por interferências como vegetação ou prédios. Portanto, a medição de um único ponto não permite o cálculo do efeito do vento por todo o comprimento da LT.

Contando com sensores nas duas linhas teste, estações meteorológicas ao redor e previsões meteorológicas 60 horas à frente com atualização a cada 6 horas, o modelo de

previsão de ampacidade desenvolvido em [11] obteve valores adequados para a previsão dois dias à frente, contudo, com ganhos inferiores aos de aplicação direta de medição em tempo real. Os ganhos médios com confiabilidade de 98% foram de 15 % contra 50 % do tempo real.

Outra abordagem de aplicação de estatística para a previsão de ampacidade é mostrada em [18]. Mesmo que o cálculo de capacidade de transmissão em tempo real mostre-se promissor, a previsão da ampacidade um dia à frente é necessária para atender aos requisitos do planejamento da operação com segurança. Como vidas humanas podem ser colocadas em risco no caso da violação de altura cabo-solo, são necessários requisitos rígidos de segurança. Portanto, a previsão de ampacidade deve ser complementada por uma descrição das incertezas associadas.

Como uma descrição abrangente das incertezas é fornecida por densidades de probabilidade, a referência [18] apresenta um novo método de cálculo das funções de densidade de probabilidade de ampacidades futuras com base em previsões climáticas probabilísticas. A funcionalidade do método é comprovada pela aplicação em um caso exemplo. A proposta é usar a metodologia desenvolvida para o cálculo de previsão de capacidade uma hora à frente para a previsão um dia à frente, embasada em dados de previsão do clima elaborada por modelos numéricos usando um sofisticado método de interpolação e correção para atender aos pontos sem informações precisas.

A previsão probabilística de ampacidade um dia à frente apresenta resultado positivo no caso analisado. Também verifica-se a importância da disponibilidade da base de dados para previsão climatológica para aplicações práticas.

### **1.3.5. Escolha dos parâmetros climatológicos para cálculo de ampacidade**

Em [13] são apresentadas as condições necessárias para criação de uma base de dados consistente para aplicação em cálculos de ampacidade de LTA.

Para o cálculo seguro da potência térmica de linhas com limitação de altura cabo-solo, sem medição de campo, deve-se usar velocidade de vento de 0,6 m/s, temperatura ambiente em torno da máxima anual e radiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, coeficiente de absorção maior que 0,8 e emissividade não mais que 0,1 abaixo do coeficiente de absorção.

No caso de linhas onde as principais preocupações são recozimento (perda da elasticidade) do condutor e altura cabo solo em áreas de risco socioambiental, o limite térmico

deve ser estimado com velocidade de vento de 0,4 m/s ou reduzindo a máxima temperatura de projeto do condutor por 10°C.

O cálculo da capacidade sazonal de linhas de transmissão (verão dia, verão noite, inverno dia e inverno noite) deve considerar uma temperatura ambiente próxima da máxima da estação do ano em análise, mais um dos critérios acima.

Dados climatológicos de aeroportos devem ser desprezados, pois normalmente não representam as condições nos corredores de transmissão.

### **1.3.6. Seções de linhas em regiões termicamente desfavoráveis**

Linhas que têm longos trechos passando por regiões térmicas desfavoráveis têm seus projetos considerando tais condições, contudo quando os trechos desfavoráveis são curtos, normalmente, estas condições são desprezadas. Em [14] é apresentado um estudo que foca nos trechos críticos provocados por travessias subterrâneas em ruas, mas a metodologia proposta pode ser aplicada nas situações mais diversas.

Para algumas condições a capacidade deveria ser recalculada usando uma temperatura de projeto em torno de 40°C abaixo do valor de referência da LT, mas usualmente as empresas reduzem apenas valores da ordem de 5% ou mantêm os valores globais de capacidade da linha, o que pode levar a falhas prematuras nos cabos mais carregados.

Fica evidente a necessidade de se reduzirem os valores de limites de capacidade para linhas que atravessam regiões desfavoráveis termicamente, mesmo que o comprimento da região seja relativamente curto em relação ao comprimento da linha, estabelecendo um modelo de redução de capacidade.

Quando não for possível reduzir o limite de transmissão, ações devem ser tomadas para restabelecer as condições térmicas do cabo na área considerada.

Pode-se padronizar estabelecendo curvas padrão de redução da capacidade em função do comprimento da seção crítica e das características térmicas. As dificuldades dependem do número de situações a serem analisadas.

Exemplo de área termicamente desfavorável são as seções de LT protegidas por árvores ou prédios. A referência [13] mostra que o histórico de velocidade de ventos nestas seções normalmente apresentam valores de velocidades com a metade ou menos daqueles apresentados em locais da mesma região sem obstáculos.

### **1.3.7. Escolha das linhas para aplicação da ampacidade dinâmica**

O trabalho [15] apresenta uma proposta de elevação da temperatura de projeto das linhas de transmissão que forem indicadas como “mais vulneráveis” em processo de classificação por simulação de contingências em análise de desempenho do sistema. A ampliação dos limites das linhas indicadas maximizaria os benefícios para a operação do sistema com menor custo.

### **1.3.8. Influência dos limites térmicos no despacho econômico**

As referências [16,17] afirmam que um dos principais fatores que limita o transporte de energia é a temperatura do condutor. Ainda em [16] é apresentada uma ferramenta computacional desenvolvida para determinar a máxima capacidade de transmissão de corrente em função da ação dos parâmetros meteorológicos e restrição para o controle de temperatura nos trechos críticos que permite prever a cada hora a ampacidade de linha. A partir daí utilizou-se os períodos mais favoráveis para se obter o despacho de menor custo.

Como as capacidades de projeto usam parâmetros ambientais muito conservativos, fazer uma previsão horária de capacidade real de transmissão e utilizar períodos mais favoráveis quanto às condições climáticas para fazer o despacho energético pode conduzir a uma economia significativa dos custos para atendimento ao mercado, sem violar a temperatura máxima admissível das LT. A busca das LT candidatas a serem estudadas e quais os limites necessários são determinados a partir do programa de fluxo de potência ótimo do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) - Flupot.

Uma comparação entre as metodologias determinística, estatística e a partir de dados de monitoramento em tempo real para cálculo de limites de transmissão das LT candidatas é apresentada em [16]. O resultado da avaliação estatística resultou em valores sempre superiores ao determinístico. No caso da avaliação em tempo real durante condições climáticas mais favoráveis o limite foi superior e quando calculado usando períodos desfavoráveis a ampacidade foi menor que os limites determinísticos. A partir dos valores calculados conclui-se que os custos de operação usando os valores determinísticos são maiores que os estabelecidos pelo critério estatístico. Quanto à metodologia a partir da medição em tempo real, para se reduzirem os custos de operação deve-se usar o período mais favorável para fazer o despacho que eleva os carregamentos nos elementos analisados.



Uma linha de transmissão que atinge seu limite máximo de carregamento tende a causar alteração da operação 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.

### 1.3.9. Ampacidade estatística

Em [16] é apresentada uma metodologia de cálculo de ampacidade estatística baseada em riscos térmicos pré-estabelecidos. Por risco térmico entende-se a probabilidade da temperatura do condutor superar a temperatura de projeto. O risco térmico é determinado para as condições de operação típicas, para a corrente nominal de projeto – risco térmico máximo de 15%, para o limite de sobrecarga de até 2 horas de duração – risco térmico máximo de 7,5% e para limite de sobrecarga de até quatro dias – risco térmico máximo de 5%.

A distribuição de probabilidade de temperatura para uma corrente constante pode ser representada por uma curva log-normal com três parâmetros, temperaturas mínima, média e desvio padrão, conforme curva da Figura 1.1 a seguir.

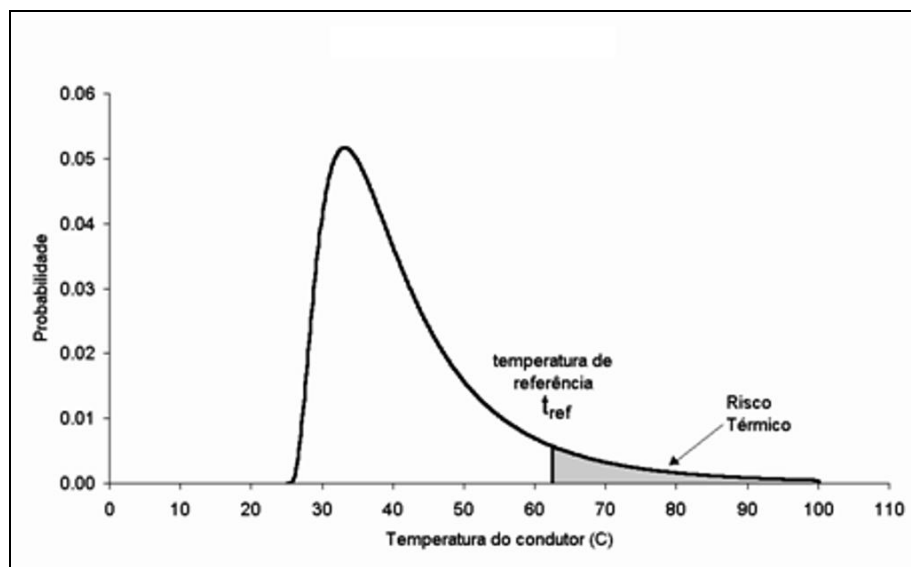


Figura 1.1 – Risco Térmico

Fonte: SNPTEE 2007 – Análise estatística da ampacidade sazonal da LT 525 kV Areia – Campos Novos, utilizando-se técnica de *downscaling* de dados meteorológicos, com apoio em mapeamento a laser [19].

Os ganhos do método estatístico sobre os valores estabelecidos pelo determinístico para os casos apresentados em [16] são superiores a 16%, considerando um risco térmico de 15%.

Outra abordagem de aplicação estatística para o cálculo da ampacidade é mostrada em [18], em conjunto com previsão de ampacidade. No trabalho é colocada a importância de estabelecimento das incertezas associadas aos valores calculados de capacidade de transmissão em cálculos não determinísticos.

## **1.4. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS**

Conforme apresentado anteriormente muitos pesquisadores abordam a questão de ampacidade de linhas de transmissão e os benefícios de se usar cada uma das metodologias para se obter o limite de transmissão das LTA.

A expansão do sistema elétrico é uma necessidade à medida que a demanda cresce e os requisitos de qualidade se elevam pela sociedade. Contudo as restrições para que o crescimento da rede acompanhe as demandas é cada vez maior seja por restrições financeiras advindas do elevado custo de capital e o longo tempo de retorno dos investimentos ou pelas restrições ambientais cada vez maiores para construção de novas linhas de transmissão.

A partir destas constatações, este trabalho faz uma revisão do tema ampacidade de linhas de transmissão e propõe uma avaliação dos benefícios da utilização dos limites térmicos dinâmicos de linhas de transmissão em de um caso real de limitação de transmissão com elevação do custo de operação.

Os possíveis benefícios econômicos com a aplicação da metodologia de limites térmicos dinâmicos corroboraram com a premissa de que em situações específicas onde as condições climatológicas são favoráveis, é possível reduzir os custos de operação do SIN com segurança para os ativos de transmissão e terceiros.

## **1.5. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO**

O Capítulo 1 apresentou a organização do setor elétrico brasileiro e o planejamento eletroenergético setorial, assim como uma breve revisão dos principais assuntos que são discutidas ao longo da dissertação. No Capítulo 2 é apresentada a metodologia para cálculo de ampacidade de linhas de transmissão, uma análise de sensibilidade dos principais parâmetros climatológicos e físicos dos cabos condutores sobre a capacidade de corrente de um cabo condutor e o modelo de operação usado para garantir a segurança do sistema em caso de contingências em elementos de transmissão.

No Capítulo 3 é apresentado um problema real de restrição operativa advinda de limite de carregamento de linha de transmissão da CEMIG que provocou um desvio do ponto energético indicado pelo processo de otimização. Um equacionamento teórico para o problema é apresentado com simulação utilizando limites dinâmicos de transmissão e estimativa dos possíveis ganhos financeiros do método. Tal condição operativa foi registrada em fevereiro de 2012.

No Capítulo 4 é apresentada a conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, são listadas as referências bibliográficas que forneceram subsídios para o desenvolvimento da dissertação.

# CAPÍTULO 2 - LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

## 2.1. INTRODUÇÃO

Neste Capítulo é apresentada a metodologia de cálculo dos limites térmicos de linhas de transmissão com a descrição dos principais fatores que influenciam na ampacidade, a análise de sensibilidade dos parâmetros climatológicos nos limites de transmissão e, finalmente, mostrado como os limites das linhas de transmissão interferem na operação eletroenergética do sistema.

## 2.2. DETERMINAÇÃO DOS LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A formulação matemática, do cálculo dos limites térmicos de linhas de transmissão, apresentada nesta seção são encontradas com mais detalhes nos seguintes trabalhos [6,7,12,20,21,22].

A formulação do equilíbrio térmico de um condutor é dada pela equação (1) a seguir:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_C + P_R + P_w \quad (1)$$

Onde:

$P_J$	Ganho de calor por efeito Joule
$P_M$	Ganho de calor por efeito ferromagnético
$P_S$	Ganho de calor por radiação solar
$P_i$	Ganho de calor devido ao efeito corona
$P_C$	Perda de calor por convecção
$P_R$	Perda de calor por radiação
$P_w$	Perda de calor por evaporação

A Figura 2.1 representa a condição do condutor.

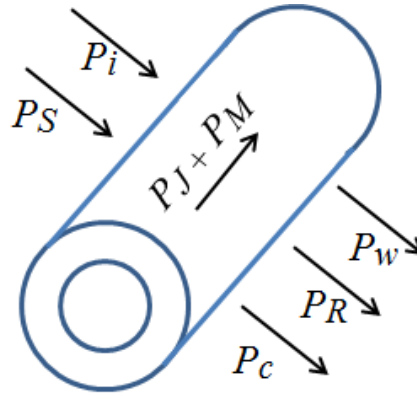


Figura 2.1 – Equilíbrio Térmico em um Condutor

A equação (1) pode ser reescrita desconsiderando os efeitos menos relevantes da seguinte maneira [7,12]:

$$P_J + P_S = P_C + P_R \quad (2)$$

### 2.2.1. Ganho de calor por efeito Joule ( $P_J$ )

O ganho de calor por efeito Joule é dado pela equação (3).

$$P_J = k_j R_{dc} I^2 [1 + \alpha(T_c - 20)] \quad (3)$$

Onde  $I$  é a corrente efetiva;  $R_{dc}$  é a resistência dc a 20°C; o fator  $k_j$  leva em consideração o aumento da resistência devido ao efeito pelicular;  $\alpha$  é o coeficiente de variação da resistência com a temperatura e  $T_c$  é a temperatura média da seção do condutor.

A resistência ac pode ser calculada da seguinte maneira:

$$R_{ac} = k_j R_{dc} \quad (4)$$

Para o valor médio de  $k_j$  para condutores de alumínio, de acordo com [12], é sugerido usar 1,0123.

### 2.2.2. Ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) – método 1

Quando não se tem o valor da intensidade da radiação solar, obtido através de medição, pode-se calcular o ganho de calor por radiação solar através da equação (5).

$$P_S = \alpha_s D \left[ I_B \left( \text{sen } \eta + \frac{\pi}{2} F \text{sen } H_s \cos^2 \frac{\xi}{2} \right) + \frac{\pi}{2} \cos^2 \frac{\xi}{2} I_d (1 + F) \right] \quad (5)$$

Onde:

$\alpha_s$	Coeficiente de absorção da superfície	(adimensional)
$D$	Diâmetro de condutor	(m)
$I_B$	Intensidade da radiação solar sobre uma superfície normal ao sol	(W/m <sup>2</sup> )
$\eta$	Ângulo entre o feixe de radiação solar e o eixo do condutor	(°)
$F$	Refletância da superfície do solo abaixo do condutor	(adimensional)
$H_s$	Altitude solar	(°)
$\xi$	Inclinação do condutor com a horizontal	(°)
$I_d$	Radiação difusa do céu sobre uma superfície horizontal	(W/m <sup>2</sup> )

Observam-se também as seguintes relações:

$$\begin{aligned} \text{sen } \eta = & \text{sen } \delta_s \cos \xi \text{sen } \emptyset - \text{sen } \delta_s \text{sen } \xi \text{sen } \emptyset \cos \gamma_L \\ & + \cos \delta_s \cos \xi \cos \emptyset \cos \omega_s + \cos \delta_s \text{sen } \xi \text{sen } \emptyset \cos \gamma_L \cos \omega_s \\ & + \cos \delta_s \text{sen } \xi \text{sen } \gamma_L \text{sen } \omega_s \end{aligned} \quad (6)$$

$$\text{sen } H_s = \text{sen } \delta_s \text{sen } \emptyset + \cos \delta_s \cos \emptyset \cos \omega_s \quad (7)$$

Onde:

$\delta_s$	Declinação Solar	(°)
$\emptyset$	Latitude correspondente do condutor	(°)
$\gamma_L$	Azimute da linha	(°)
$\omega_s$	Hora angular do sol	(adimensional)

Como pode ser visto na equação acima, o ganho de calor em um condutor por radiação solar depende de uma quantidade considerável de parâmetros. Para se ter uma análise confiável de uma linha de transmissão estes devem ser convenientemente escolhidos.

#### ***Coeficiente de Absorção da Superfície ( $\alpha_s$ )***

O coeficiente de absorção do condutor  $\alpha_s$  é o parâmetro crítico no ganho de calor e já foi pré-determinado para uma série de condutores aéreos [21]. Tal coeficiente avalia a taxa na qual a energia radiante é absorvida, por unidade de área da superfície, variando entre 0,23 e

0,95 [12]. Em [7] os valores admitidos são entre 0,23 e 0,91 e na Nota Técnica da Aneel [23] recomenda-se uma variação entre 0,27 e 0,95. Ele depende do tipo de ambiente a que o condutor é exposto e da duração da exposição, sendo próximo ao limite inferior para cabos novos e do limite superior em caso de cabos envelhecidos em ambientes com poluição industrial.

Nos casos de análises de LTA o coeficiente de absorção usualmente adotado é aquele indicado na literatura para cabos de alumínio com fios entrelaçados, e que se localizam em ambiente industrial, representando um grande espectro das linhas em operação no sistema. A CEMIG usa o valor proposto por [6] como o limite inferior menos conservativo de 0,78.

Segundo [13] um corpo negro perfeito com a forma de um condutor teria uma capacidade de absorção de 1,0. Condutores de alumínio novos têm coeficientes de absorção da ordem de 0,2 a 0,3. Condutores de alumínio velhos têm uma capacidade de absorção que se aproxima de 0,9, dependendo do ambiente. Os coeficientes de absorção e emissividade são correlacionados e ambos devem ter valores elevados (próximos de 1,0) ou baixos (próximos de 0,2).

### ***Declinação solar ( $\delta_s$ )***

É o ângulo formado entre o plano do equador e o vetor posição do Sol que é uma linha imaginária que vai do centro da Terra ao Sol, como ilustrado na Figura 2.2.

A declinação solar pode ser determinada pela seguinte equação:

$$\delta_s = 23,45 \text{ sen}[360(284 + N)/365] \quad (8)$$

Onde  $N$  é o dia do ano.



Figura 2.2 – Declinação do Sol

Como a linha do equador é inclinada em relação ao plano orbital da terra de  $23,45^\circ$ , então dependendo do dia do ano esta inclinação varia de  $23,45^\circ$  norte a  $23,45^\circ$  sul. A equação apresentada é válida para todas as latitudes se positivo (hemisfério norte) ou negativo (hemisfério sul).

### ***Hora angular do sol ( $\omega_s$ )***

É o ângulo formado pelo plano do meridiano local (do observador) com o plano do meridiano do Sol. Meio dia solar é quando o Sol culmina sobre a cabeça do observador (quando passa pelo meridiano do lugar).

Por convenção, ao meio dia  $\omega_s = 0^\circ$ ,  $\omega_s$  é negativo no período da manhã e positivo no período da tarde. Esse ângulo horário diminui  $15^\circ$  por hora antes do meio dia e aumenta  $15^\circ$  por hora após o meio dia, conforme ilustrado pela Figura 2.3. Assim,  $\omega_s$  pode ser dado por:

$$\omega_s = (ts - 12) * 15 \quad (9)$$

Onde  $ts$  é o tempo solar.

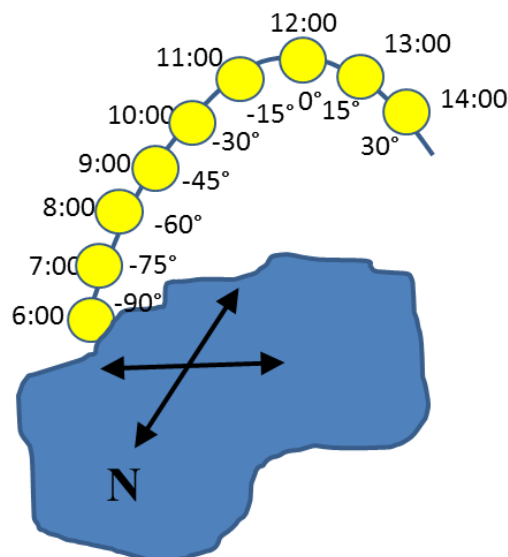


Figura 2.3 – Esquema de Hora Angular do Sol

### ***Latitude Correspondente do condutor ( $\phi$ )***



É um valor constante para o local onde se encontra o condutor, pois é o ângulo formado pela vertical do local com o plano do equador, podendo variar de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ . No equador  $\varnothing = 0^\circ$ , no pólo sul  $\varnothing = -90^\circ$  e no pólo norte  $\varnothing = +90^\circ$ .

### ***Azimute da Linha ( $\gamma_L$ )***

É o ângulo medido em sentido horário e em um plano horizontal, entre a reta que aponta para o norte geográfico e uma reta deste plano. As medidas azimutais variam de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ . A Figura 2.4 abaixo ilustra o conceito.

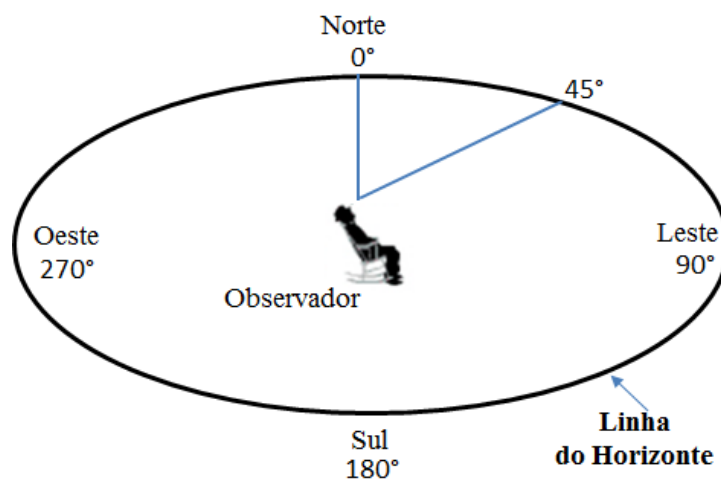


Figura 2.4 – Azimute

### ***Inclinação do condutor com a Horizontal ( $\xi$ )***

Devido as LT possuírem dezenas de quilômetros de comprimento, o valor adotado da inclinação em relação à horizontal é de  $0^\circ$ , considerando um valor médio.

### ***Refletância da superfície do solo abaixo do condutor ( $F$ )***

O valor de  $F$  varia entre as diferentes superfícies e espécies vegetais, umidade da superfície, etc.

Alguns valores de  $F$ : soja 14 a 18%; milho 16 a 23%; gramado 23%; água 5%; areia seca 35 a 45%; areia úmida 20 a 30%, animal de pelo branco 50%; animal de pelo preto 10%.

### ***Altitude solar ( $H_s$ )***

A altitude do sol  $H_s$  é o ângulo medido entre a linha imaginária que vai de um observador até o sol e o plano horizontal que está sob o observador, como ilustra a Figura 2.5.

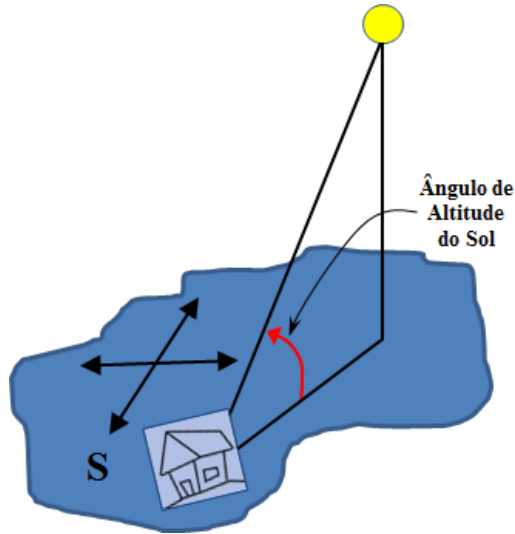


Figura 2.5 – Esquemático da Altitude do Sol

### ***Intensidade da radiação solar sobre uma superfície normal ao sol ( $I_B$ )***

A intensidade da radiação solar direta ao nível do mar para uma atmosfera padrão é dada pela equação (10):

$$I_{B0} = C_n \left( 1280 \frac{\text{sen } H_s}{\text{sen } H_s + 0,314} \right) \quad (10)$$

Onde  $C_n$  refere-se à transparência da atmosfera e varia entre 0,8 a 1,1 para atmosfera clara.

A intensidade da radiação solar direta ( $I_B$ ) aumenta com o aumento da altitude. O valor de  $I_B$  é corrigido de acordo com a equação (11).

$$I_B(H_g) = I_{B0} + 1,4 \times 10^{-4} H_g (I_0 - I_{B0}) \quad (11)$$

Onde  $H_g$  é a altitude a qual está sendo avaliada a radiação direta e  $I_0$  é a intensidade da radiação solar extraterrestre. O valor médio adotado para  $I_0$  é  $1353 \text{ W/m}^2$  [6].

Em [7] é apresentada a Tabela 2.1 de intensidade de radiação solar ao nível do mar em função da inclinação solar, para condição de atmosfera limpa e ambiente industrial.

Tabela 2.1 – Fluxo de calor total recebido por uma superfície ao nível do mar.

<b>Altitude solar</b>	<b>Atmosfera Limpa</b>	<b>Atmosfera Industrial</b>
-----------------------	------------------------	-----------------------------

$H_S$ (Graus)	$I_{B0}$ (W/m <sup>2</sup> )	$I_{B0}$ (W/m <sup>2</sup> )
5	234	136
10	433	240
15	583	328
20	693	422
25	770	502
30	829	571
35	877	619
40	913	662
45	941	694
50	969	727
60	1000	771
70	1020	809
80	1030	833
90	1040	849

Fonte: IEEE, *Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*

Em [13] os valores típicos indicados para intensidade de radiação solar incidente no cabo variam entre 1000 e 1280 W/m<sup>2</sup>.

### ***Radiação difusa do céu sobre uma superfície horizontal ( $I_d$ )***

A intensidade dessa fração da radiação independe da direção e é chamada de difusa. A radiação difusa pode ser determinada através da seguinte equação:

$$I_d = (570 - 0,47I_{B0})(\text{sen } H_S)^{1,2} \quad (12)$$

A radiação difusa é importante para condição de céu nublado, podendo ser desconsiderada na análise da condição de céu claro por ter valor baixo em relação à radiação direta.

### **2.2.3. Ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) – método 2**

Quando se utiliza o valor da radiação incidente global na altura da LT, obtido através de medição, este valor já engloba todas as possíveis correções, e resulta em correção zero para a altitude da LT. Então, a nova equação resultante do ganho de calor por radiação solar é:

$$P_S = \alpha_s D I_B \quad (13)$$

Onde  $I_B$  é a radiação total na superfície horizontal do condutor, conhecida como radiação global. Este valor é obtido através de medição.

#### 2.2.4. Perda de calor por convecção ( $P_c$ )

A perda de calor por convecção pode ser calculada através da seguinte equação:

$$P_c = \pi \lambda_f (T_c - T_a) Nu \quad (14)$$

Onde:

$\lambda_f$	Condutividade térmica do ar à temperatura de filme $T_f$	(W/(m°C))
$T_c$	Temperatura superficial do condutor	(°C)
$T_a$	Temperatura ambiente	(°C)
$Nu$	Número de Nusselt	(adimensional)

A temperatura de película ou temperatura de filme é a temperatura de um fluido em uma superfície de um aquecedor, no caso o ar na superfície do cabo condutor.

A condutividade térmica do ar à temperatura de filme e a temperatura de filme são determinadas pelas equações (15) e (16), respectivamente.

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} T_f \quad (15)$$

$$T_f = (T_c + T_a)/2 \quad (16)$$

Existem três tipos de convecções: natural, forçada e mista. Isso ocorre devido ao nível da velocidade do vento. A seguir são apresentados os cálculos, referentes a cada tipo de convecção.

#### **Convecção Natural ( $v < 0,2$ m/s)**

O número de Nusselt para convecção natural é dado por:

$$Nu = A_1 (G_r P_r)^{m_1} \quad (17)$$

Onde  $G_r$  é o número de Grasholf,  $P_r$  é o número de Prandtl,  $A_1$  e  $m_1$  são valores pré-definidos, determinados de acordo com a Tabela 2.2 abaixo.

Tabela 2.2 – Valores de  $A_1$  e  $m_1$ .

$G_r \times P_r$		$A_1$	$m_1$
De	Até		
100	10000	0,850	0,188
10000	1000000	0,480	0,250

Fonte: MORGAN, V. T. *The Thermal Rating of Overhead Line Conductors* [6]

As equações (18) e (19) mostram como são calculados  $G_r$  e  $P_r$ , respectivamente.

$$G_r = \frac{D^3 g (T_c - T_a)}{(T_f + 273) v_f^2} \quad (18)$$

$$P_r = 0,715 - 2,5 \times 10^{-4} T_f \quad (19)$$

Onde  $D$  é o diâmetro do condutor,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $v_f$  é a viscosidade cinética, determinada através da equação (20).

$$v_f = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} T_f \quad (20)$$

### **Convecção Forçada ( $v \geq 0,6$ m/s)**

O número de Nusselt para convecção forçada é dado por:

$$Nu = A_2 Re^{m_2} \quad (21)$$

Onde  $A_2$  e  $m_2$  são valores pré-definidos, determinados de acordo com Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Valores de  $A_2$  e  $m_2$ .

Faixa de Rugosidade	Faixa de Re	$A_2$	$m_2$
$0,05 < RR < 0,718$	$100 < Re < 2650$	0,641	0,471
$RR < 0,05$	$2650 < Re < 50000$	0,178	0,633
$0,05 < RR < 0,718$	$2650 < Re < 50000$	0,048	0,800

Fonte: CIGRÉ, *Thermal Behavior of Overhead Conductors* [12]

Finalmente o número de Reynolds ( $Re$ ) é calculado através da equação (22).

$$Re = \frac{V \times D}{v_f} \quad (22)$$

Onde  $V$  é a velocidade do vento.

Para que se possa utilizar a Tabela 2.3, a rugosidade (RR) é calculada em função do diâmetro do cabo condutor e do diâmetro do tento de alumínio do cabo usando a equação (23) a seguir:

$$RR = \frac{d}{2(D - 2d)} \quad (23)$$

Onde  $d$  é o diâmetro do fio da camada mais externa do condutor.

O valor de Nusselt, calculado na equação (21), considera o ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT igual a  $90^\circ$ . Caso se tenha valores medidos de incidência do vento diferentes de  $90^\circ$ , é necessário efetuar uma correção no número de Nusselt através da equação (24).

$$Nu_\delta = Nu_{90}(B_1 + B_2(\text{sen } \delta)^b) \quad (24)$$

Onde os parâmetros  $B_1$  e  $B_2$  são dados pela Tabela 2.4 abaixo:

Tabela 2.4 – Correção do número de Nusselt

	<b>B<sub>1</sub></b>	<b>B<sub>2</sub></b>	<b>b</b>
$0^\circ < \delta \leq 24$	0,42	0,68	1.08
$24^\circ < \delta \leq 90$	0,42	0,58	0.90

Fonte: CIGRÉ, *Thermal Behavior of Overhead Conductors* [12]

Quando o vento sopra paralelo ao eixo do condutor, com ângulo de ataque de  $0^\circ$ , o número de Nusselt é  $0,42 Nu_{90}$ . Isto é devido ao turbilhão do ar em consequência da trança dos fios do condutor [12].

No modelo computacional proposto para cálculo de temperatura e capacidade de corrente do condutor em regime permanente e dinâmico em [7] a perda de calor por convecção é multiplicada por um fator de “direção do vento”  $K_{\text{ângulo}}$ , que é função do ângulo entre a direção do vento e o eixo do condutor. Em [24] é proposto o mesmo equacionamento, que é mostrado abaixo na equação (25):

$$K_{\hat{\text{ângulo}}} = 1,194 - \cos \delta + 0,194 \cos 2\delta + 0,368 \sin 2\delta \quad (25)$$

A Figura 2.6 apresenta a excursão do fator de correção do vento em função do ângulo de incidência do vento.

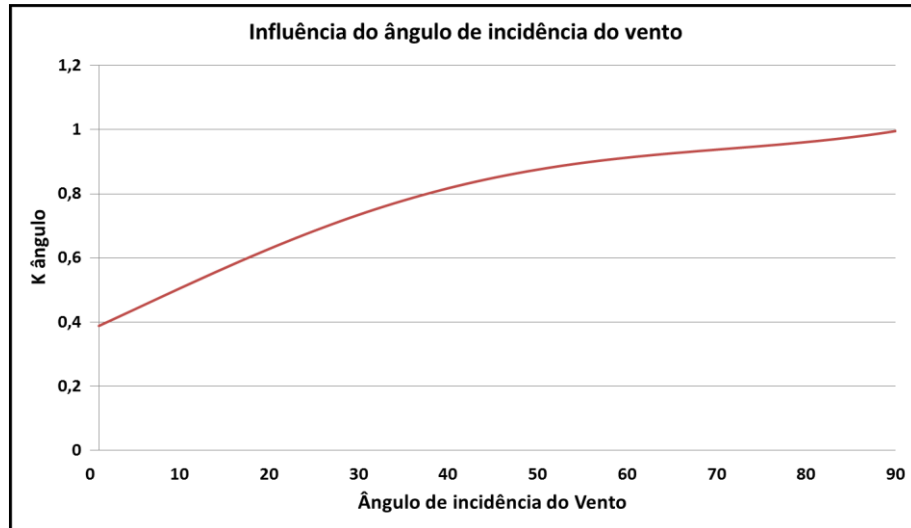


Figura 2.6 – Influência do Ângulo de Incidência do Vento

### Convecção Mista ( $0,2 \leq v < 0,6$ m/s)

Para velocidades de vento entre 0,2 e 0,6 m/s, o cálculo de  $P_c$  pode ser baseado em uma mistura da convecção natural e forçada. Contudo, um método simplificado pode ser usado [7,25]. São calculados três valores de  $P_c$  conforme apresentado abaixo. O maior valor deve ser escolhido.

- Fixa-se um ângulo de incidência igual a  $45^\circ$ , e calcula-se  $P_c$  conforme as equações (14) e (24);
- Calcula-se  $P_c$  através da equação (14) e com  $Nu = 0,55Nu_{90}$ ;
- Calcula-se  $P_c$  usando as equações (14) e (17) da convecção natural.

### 2.2.5. Perda de calor por radiação ( $P_R$ )

A taxa de perda de calor por radiação pode ser encontrada através da seguinte equação:

$$P_R = \pi D \varepsilon \sigma_B [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (26)$$

Onde  $\sigma_B$  é a constante de Stefan-Boltzmann com valor de  $5,6697 \times 10^{-8}$  (W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup>) e  $\varepsilon$  é o coeficiente de emissividade total, que depende do tipo de material da superfície e de seu acabamento.

Sabe-se que o coeficiente de emissividade de condutores muda drasticamente com o passar do tempo. A maior parte do envelhecimento dos cabos ocorre no primeiro ano de sua exposição, sendo que a metade desse envelhecimento ocorre no primeiro mês [26]. Para um condutor de alumínio,  $\varepsilon$  pode variar de acordo com a Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Faixa de valores para os coeficientes de emissividade.

Lisa		Encordado	
Polida	0,04 – 0,08	Brilhosa	0,27 – 0,36
Fosca	0,18 – 0,25	Oxidada	0,20 – 0,50
Oxidada	0,10 – 0,20	Envelhecida (rural)	0,35 – 0,65
Envelhecida	0,35 – 0,90	Envelhecida (Industrial)	0,62 – 0,95

Fonte: MORGAN, V. T. *The Thermal Rating of Overhead Line Conductors* [6]



Para a maior parte das aplicações em sistemas de potência, considerar o coeficiente de emissividade para cabos de alumínio com fios entrelaçados como envelhecidos e em ambiente industrial é válido.

A CEMIG usualmente utiliza o coeficiente de emissividade igual a 0,77, conforme proposto por [21], sendo um valor próximo ao limite inferior da faixa, como um valor conservativo.

Em [7] os valores admitidos de coeficiente de emissividade para condutores de alumínio são entre 0,23 e 0,91.

### 2.2.6. Cálculo da corrente limite (I)

Para se estabelecer condições seguras de operação é necessária a determinação da capacidade térmica do cabo condutor em regime permanente para uma dada condição climatológica pré-determinada.

A partir da equação do balanço térmico (2), do ganho de calor por efeito Joule (3) e do cálculo da resistência ac do cabo (4), obtém-se a equação da corrente I que leva o cabo condutor a uma temperatura  $T_c$  que é aplicada para estabelecer a corrente limite para um determinado cabo condutor inserido em uma condição climatológica específica. Fazendo a substituição e manipulando, tem-se:

$$I = \left[ \frac{P_c + P_R - P_S}{R_{ac}(1 + \alpha(T_c - 20))} \right]^{1/2} \quad (27)$$

É importante lembrar que os valores calculados de corrente referem-se a um condutor e para o cálculo do limite de uma linha de transmissão este valor deverá ser multiplicado pelo número de condutores por fase da linha.

## 2.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Esta seção tem o objetivo de analisar a influência de cada variável no cálculo do limite térmico de uma LT. Os dados apresentados em [22], para um cabo condutor DRAKE serão adotados aqui. Para calcular o ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) foi empregado o método 2, onde se conhece através de medição, o valor da radiação incidente global na LT. Para todas as simulações variou-se apenas o parâmetro em análise e mantiveram-se os demais estáticos. A seguir são apresentados os dados do cabo condutor e os valores das variáveis ambientais consideradas como referência:

### Parâmetros do condutor:

Diâmetro do cabo (D)	0,02811 m
Diâmetro do fio da camada mais externa do condutor (d)	0,00444 m
Resistência do cabo a 20°C ( $R_{ac}$ )	0,0000717 $\Omega/m$
Coeficiente de variação da resistência com a temperatura ( $\alpha$ )	0,00401 K-1
Coeficiente de emissividade ( $\epsilon$ )	0,77
Coeficiente de absorção ( $\alpha_s$ )	0,78

### Variáveis:

Temperatura ambiente ( $T_a$ )	30°C
Temperatura de projeto ( $T_c$ )	50 °C
Velocidade do vento (v)	1 m/s
Ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT ( $\delta$ )	90°
Intensidade da radiação solar medida ( $I_B$ )	1000 W/m <sup>2</sup>

### 2.3.1. Corrente elétrica de regime permanente inicial (I)

Considerando os parâmetros do condutor e as variáveis climatológicas acima, pode ser calculada a corrente de Regime Permanente (RP) conforme equação (27) repetida a seguir:

$$I = \left[ \frac{P_c + P_R - P_S}{R_{ac}(1 + \alpha(T_c - 20))} \right]^{1/2}$$

Para o cálculo do ganho de calor por radiação solar ( $P_S$ ) pelo método 2, aplicando a equação (13), tem-se:

$$P_S = \alpha_s D I_B$$

$$P_S = 21,92 \text{ W/m}$$

Cálculo da perda de calor por radiação ( $P_R$ ), aplicando a equação (26).

$$P_R = \pi D \varepsilon \sigma_B [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4]$$

$$P_R = 9,47 \text{ W/m}$$

Cálculo da perda de calor por convecção ( $P_c$ ), aplicando a equação (14) e seus componentes.

$$P_c = \pi \lambda_f (T_c - T_a) Nu$$

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} T_f$$

$$T_f = (T_c + T_a)/2$$

Tem-se:

$$T_f = 40^\circ$$

$$\lambda_f = 0,02708 \text{ W/m.K}$$

Como o vento especificado é de 1,0 m/s, caracterizando processo de convecção forçada, o número de Nusselt ( $Nu$ ) a ser usado é o referente à equação (21).

$$Nu = A_2 Re^{m_2}$$

A escolha dos parâmetros para equação acima vem do cálculo de  $Re$  (22) e da Tabela 2.3 em função do cálculo de  $RR$  (29), ambos apresentados abaixo:

Cálculo de  $Re$  e  $v_f$ :

$$Re = \frac{V \times D}{v_f}$$

$$v_f = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} T_f$$

$$v_f = 1,70 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$Re = 1653,53$$

Cálculo de  $RR$ :

$$RR = \frac{d}{2(D - 2d)}$$

$$RR = 0,1154$$

Usando  $RR$  na Tabela 2.3, tem-se:

$$A_2 = 0,641$$

$$m_2 = 0,471$$

Então:

$$Nu = 21,02$$

Usando os termos calculados na equação (14), tem-se:

$$P_c = 35,76 \text{ W/m}$$

Aplicando os valores calculados de  $P_S$ ,  $P_R$  e  $P_c$  e os valores de resistência e coeficientes de variação da resistência com a temperatura do cabo na equação (27), tem-se o valor aproximado da corrente de regime permanente  $I$ :

$$I = 539 \text{ A}$$

Nos itens a seguir serão apresentadas análises de sensibilidade das variáveis climáticas e parâmetros de absorção e emissividade do condutor no cálculo da corrente.

### 2.3.2. Temperatura ambiente ( $T_a$ )

Nesta análise de sensibilidade à temperatura ambiente no cálculo do limite de corrente de RP são usados os valores de 0,0°C, 10°C, 20°C, 30°C e 40°C de temperatura  $T_a$ .

Para  $T_a$  de 0°C a corrente  $I$  é de 1047,3 A, considerando os demais parâmetros estáticos. Este valor de corrente é 94,4% superior ao valor de referência de corrente calculado para  $T_a$  de 30°C que é de 538,75.

Calculando a corrente usando  $T_a$  igual a 10°C tem-se a corrente  $I$  de 912,37 A, 82,3% superior ao valor de referência.

Para uma temperatura ambiente de 20°C a corrente  $I$  resultante foi de 750,82 A, 39,4% acima do valor de corrente para 30°C.

A nova corrente de regime permanente  $I$  é de 107,32 A para o cálculo com  $T_a$  de 40°C. Este resultado mostra que para um aumento de 10°C de  $T_a$ , 33%, há uma redução de 80,1% da corrente de RP. Essa redução na corrente é necessária para que a temperatura máxima de projeto do condutor não seja violada.

A Figura 2.7 abaixo apresenta a variação da capacidade de corrente em função da elevação da temperatura ambiente.

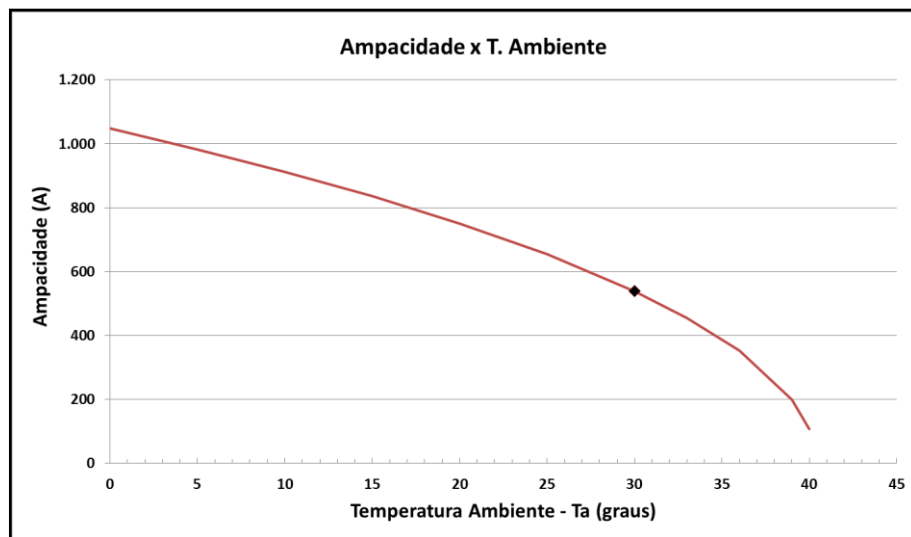


Figura 2.7 – Ampacidade x Temperatura Ambiente

O parâmetro temperatura ambiente é determinante para o estabelecimento da capacidade de transporte de um cabo condutor. Variações que ocorrem em dias típicos do Brasil da ordem de 10 graus centígrados podem representar variações de 80% na ampacidade, considerando os demais fatores estáticos.

Mesmo o limite da LT sendo muito sensível à variação da temperatura, este fator não é o preponderante quanto à variabilidade ao longo de uma LT, pois a variação de temperatura ambiente ao longo de um corredor de transmissão geralmente oscila pouco, exceto em regiões montanhosas [13].

### 2.3.3. Velocidade do vento ( $v$ )

A análise de sensibilidade da corrente quanto à variação da velocidade do vento  $v$  é apresentada a partir de uma situação de vento próximo do nulo, igual a 0,1 m/s, incrementado de 0,1 m/s por passo até 0,6 m/s e com o valor usado para o cálculo determinístico de 1,0 m/s acrescido de 100% a 900% do valor de referencial. Os resultados foram:

No caso de vento  $V$  igual a 0,1 m/s a corrente  $I$  é de 130,65 A, redução de 75% em relação à corrente de RP calculada com o valor de 1,0 m/s que é de 538,75 A.

Usando  $V$  igual a 0,2 m/s a corrente  $I$  resultante foi de 231,48 A, 77,1% superior à corrente associada a vento de 0,1 m/s e 57,1% inferior à corrente calculada com o vento de referência.

Para vento de 0,3 m/s a corrente  $I$  resultante foi de 312,25 A, 139,0% superior à corrente associada a vento de 0,1 m/s e 42,0% inferior à corrente calculada com o vento de referência de 1,0 m/s.

No caso de vento  $V$  igual a 0,4 m/s a corrente  $I$  é de 336,27 A, 180,3% superior à corrente associada a vento de 0,1 m/s e 32,0% inferior à corrente de 1,0 m/s,

O cálculo da corrente com vento de 0,5 m/s resulta em  $I$  de 407,68 A, 212,1% superior à corrente associada a vento de 0,1 m/s e 24,3% inferior à corrente de 1,0 m/s.

O cálculo da corrente com vento de 0,6 m/s resulta em  $I$  de 441,61 A, 238,0% superior à corrente associada a vento de 0,1 m/s e 18,0% inferior à corrente de 1,0 m/s.

No último ponto, com 10 vezes o vento inicial, o valor de  $I$  foi de 1502 A, representando um aumento de 179% sobre a corrente inicial e 1050% da corrente associada ao vento de 0,1 m/s.

A seguir a Figura 2.8 apresenta o gráfico da elevação da capacidade de corrente em função da variação da velocidade do vento.

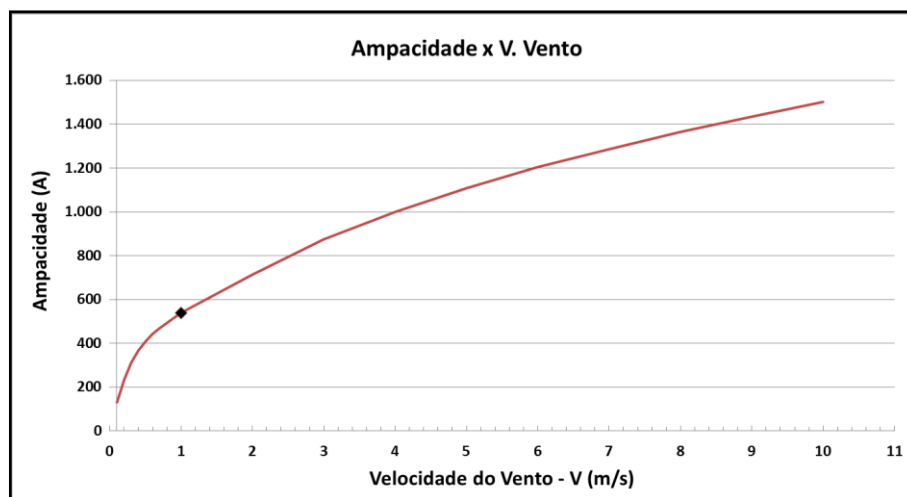


Figura 2.8 – Ampacidade x Velocidade do Vento

Pelo gráfico pode-se observar a inclinação diferenciada da curva nas condições de convecção natural ( $V < 0,2$  m/s), mista ( $0,2 \leq V < 0,6$  m/s) e forçada ( $V \geq 0,6$  m/s).

Podem ocorrer grandes variações da ampacidade da linha em função dos valores verificados do vento. Como esta grandeza usualmente apresenta variações muito elevadas em curto período de tempo e em curtas distâncias [11], cria-se grande incerteza quando se busca elevação de capacidade de LT através de análises baseadas em históricos de medições.

A referência [13] alerta para o risco de calmarias, que são períodos com velocidade do vento abaixo de 0,5 m/s. Este fenômeno não ocorre com frequência durante o dia, mas é muito comum à noite e pode durar muitas horas.

#### **2.3.4. Ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT ( $\delta$ )**

Na análise de sensibilidade da corrente de regime permanente em função da variação do ângulo de incidência do vento sobre a LT, foram avaliados distanciamentos em relação ao ângulo de máximo efeito de resfriamento que é  $90^\circ$ . Os resultados para redução do ângulo de incidência de  $10^\circ$  por step são apresentados.

A análise com variação em  $10^\circ$ ,  $\delta$  de  $80^\circ$ , resultou em uma nova corrente  $I$  de 535,46 A. Este resultado mostra que para uma redução de  $10^\circ$  de  $\delta$ , há uma redução de 0,61% da corrente de RP.

A nova corrente  $I$  foi de 525,54 A para cálculo com  $\delta$  de  $70^\circ$ . Este resultado mostra que para uma redução de  $20^\circ$  de  $\delta$ , há uma redução de 2,45% da corrente de RP.

Para  $\delta$  de  $60^\circ$  a nova corrente  $I$  é de 508,81 A, mostrando que, para uma redução de  $30^\circ$  de  $\delta$ , há uma redução de 5,55% da corrente de RP.

No cálculo com  $\delta$  de  $50^\circ$  a nova corrente  $I$  é de 484,94 A. Para uma redução de  $40^\circ$  de  $\delta$ , há uma redução de 9,98% da corrente de RP.

Para  $\delta$  de  $40^\circ$  a nova corrente  $I$  é de 443,31 A, indicando uma redução de 15,85% da corrente de RP quando da redução de  $\delta$  de  $50^\circ$ .

No cálculo com variação angular de  $60^\circ$ ,  $\delta$  de  $30^\circ$ , a nova corrente  $I$  é de 412,76 A, redução de 23,48% da corrente de RP. Para  $\delta$  de  $20^\circ$  a nova corrente  $I$  é de 356,38 A, redução de 33,85% da corrente e para  $\delta$  de  $10^\circ$  a nova corrente  $I$  é de 278,68 A, redução de 48,27% da corrente de RP.

No cálculo com a maior variação angular,  $\delta$  igual a  $0,0^\circ$ , a nova corrente  $I$  é de 178,74 A. Este resultado mostra que para uma incidência do vento de forma paralela ao condutor a corrente que pode ser transportada se reduz em 66,68%.

Foi avaliada, também, qual a velocidade de vento seria necessária para compensar a variação do ângulo de incidência em  $70^\circ$  em relação às condições iniciais de  $V = 1$  m/s com ângulo de incidência  $\delta = 90^\circ$ ,  $\delta$  igual a  $20^\circ$ . Para se obter o mesmo efeito de resfriamento do cabo seria necessário um vento de 2,15 m/s, 115% de aumento sobre a velocidade inicial.

A Figura 2.9 a seguir mostra o gráfico da redução da capacidade de corrente em função do distanciamento do ângulo de ataque do vento em relação ao seu valor máximo,  $90^\circ$ .

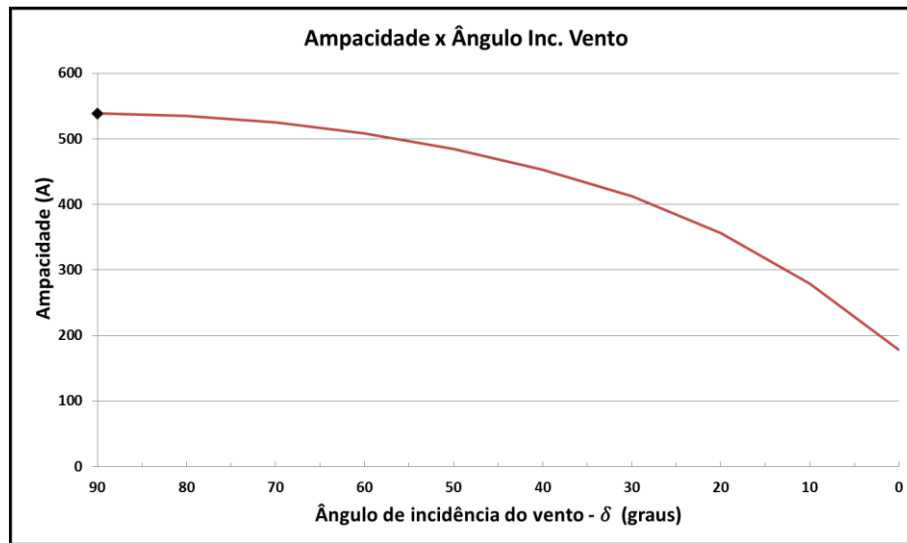


Figura 2.9 – Ampacidade x Ângulo de Incidência do Vento

As reduções do ângulo de incidência do vento em  $10^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $40^\circ$ ,  $50^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $70^\circ$ ,  $80^\circ$  e  $90^\circ$  provocam reduções na corrente de RP sobre o patamar inicial de 0,61%, 2,45%, 5,55%, 9,98%, 15,85%, 23,48%, 33,85%, 48,27% e 66,68%. No caso de ângulo de incidência de  $20^\circ$ , para manter a mesma perda de calor que a inicial com  $V = 1$  m/s e  $\delta = 90^\circ$  há a necessidade de elevar a velocidade do vento em 115%. Adicionalmente, em [11,27,13], são referenciadas a grande variabilidade do vento e seu forte impacto na capacidade de transporte de corrente das linhas, destacando que pode variar em poucos minutos, ao longo da LT e que é influenciado pela proximidade física de prédios e vegetação. Estas constatações demonstram a importância deste parâmetro na determinação da ampacidade de linhas e a complexidade de sua obtenção e tratamento.

### 2.3.5. Coeficiente de emissividade ( $\epsilon$ )

Na avaliação da influência do coeficiente de emissividade o cálculo usou valores de 0,1, 0,2, 0,3, 0,4, 0,5, 0,6, 0,693 (redução de 10% em relação ao valor de referência), 0,847 e 0,924 representando aumentos de 10% e 20% sobre o valor de referência de 0,77.



Os valores variaram de 433 A a 514 A para uma variação de 0,1 a 0,6 no coeficiente, aumento da corrente de 18,7% para a oscilação 0,5 unidades.

No entorno do ponto de referência, coeficiente de emissividade igual a 0,77, para uma redução de 10%,  $\epsilon$  igual a 0,693, a nova corrente  $I$  é de 527,70 A, uma redução de 2,09% da corrente de RP. Para aumento de 10%,  $\epsilon$  igual a 0,847, a nova corrente  $I$  é de 549,58 A, aumento de 1,96% da corrente de RP.

Para  $\epsilon$  igual a 0,924 a nova corrente  $I$  é de 560,20 A. Este resultado mostra que, para um aumento de 20% de  $\epsilon$ , há um aumento de 3,93% da corrente de RP.

O gráfico da Figura 2.10 a seguir apresenta a variação da capacidade de corrente em regime permanente em função da variação do coeficiente de emissividade.

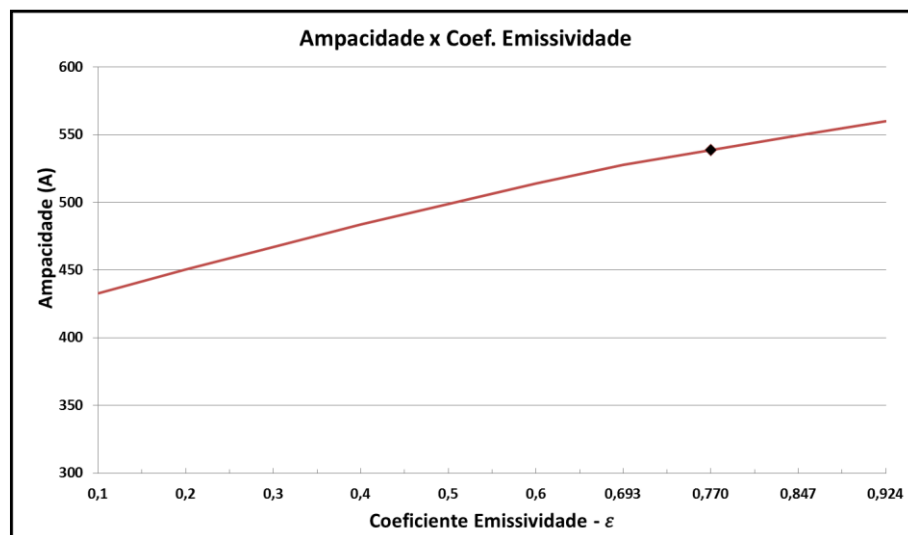


Figura 2.10 – Ampacidade x Coeficiente de Emissividade

O coeficiente de emissividade e o coeficiente de absorção variam nos primeiros meses da LT, iniciando em valores da ordem de 0,2 a 0,3 para seus valores finais no entorno de 0,8 e não apresentando variações significativas ao longo de sua vida. O interesse da análise é sua variação do início da entrada em operação até atingir os valores definitivos [13].

Cabe destacar que em situações reais a variação do coeficiente de emissividade é seguida pela variação do coeficiente de absorção, sendo apresentada aqui de forma independente para análise de sua influência isoladamente.

### 2.3.6. Coeficiente de absorção ( $\alpha_s$ )

De forma análoga à avaliação de sensibilidade do coeficiente de emissividade, o cálculo da corrente de RP usou valores de absorção de 0,1, 0,2, 0,3, 0,4, 0,5, 0,6, 0,702 (redução de 10% em relação ao valor de referência), 0,858 e 0,936 representando aumentos de 10% e 20% sobre o valor de referência de 0,78.

Para variação entre 0,1 a 0,6 no coeficiente de absorção, a redução da corrente  $I$  foi de 18,2%, oscilando de 727 A a 594 A, variação de 3,64% para cada 0,1 do coeficiente.

Na avaliação com foco nos pontos próximos ao valor de referência tem-se, com  $\alpha_s$  igual a 0,702 a corrente  $I$  é de 563,52 A, resultando em um aumento de 4,6% da corrente de RP para uma redução de 10% de  $\alpha_s$  sobre o valor referencial de 0,78. Para  $\alpha_s$  igual a 0,858 a nova corrente  $I$  é de 512,79 A. Este resultado mostra que para um aumento de 10% de  $\alpha_s$ , há uma redução de 4,8% da corrente de RP. Usando  $\alpha_s$  igual a 0,936 a nova corrente  $I$  é de 485,45 A. Este resultado mostra que para um aumento de 20% de  $\alpha_s$ , há uma redução de 9,9% da corrente de RP.

O gráfico apresentado da Figura 2.11 mostra a variação da capacidade de corrente em regime permanente em função da variação do coeficiente de absorção.

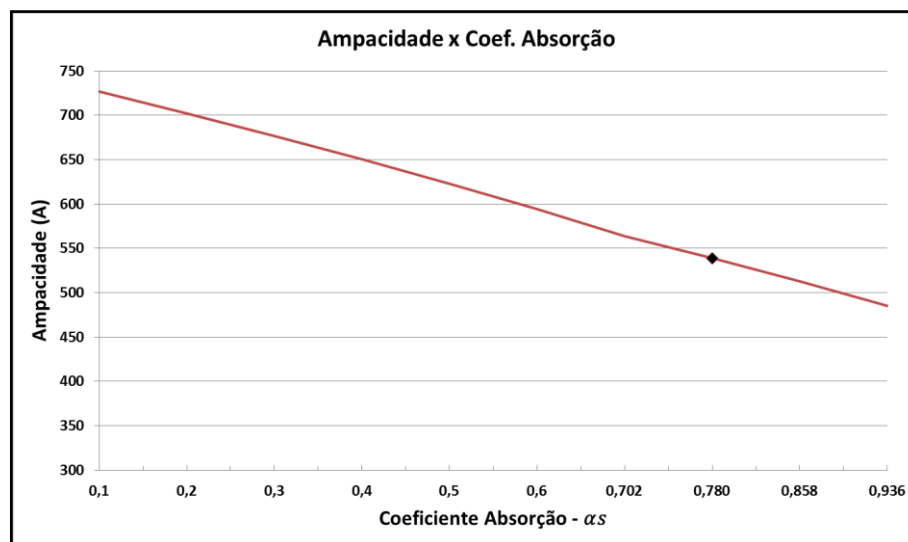


Figura 2.11 – Ampacidade x Coeficiente de Absorção

Como pode ser observado na Figura 2.11, a variação do valor da ampacidade com o coeficiente de absorção é aproximadamente linear.

### 2.3.7. Intensidade da radiação solar medida ( $I_B$ )

A avaliação dos reflexos da variação da intensidade de radiação solar incidente na LT apresenta valores a partir de  $0,0 \text{ W/m}^2$ , período noturno, e elevação a cada passo de  $100 \text{ W/m}^2$ , até  $1300 \text{ W/m}^2$ .

Para variação entre  $0,0$  e  $1300 \text{ W/m}^2$  na intensidade de radiação solar, a redução da corrente foi de  $39,2\%$ , partindo de  $750 \text{ A}$  e atingindo  $456 \text{ A}$ . Variação de  $3,01\%$  para cada aumento de  $100 \text{ W/m}^2$  de radiação solar.

Na avaliação dos pontos próximos ao valor usado para o cálculo da corrente de referência,  $538,75 \text{ A}$  com  $1000 \text{ W/m}^2$ , tem-se que, para intensidade da radiação solar medida  $I_B$  igual a  $900 \text{ W/m}^2$ , a nova capacidade de corrente  $I$  é de  $563,52 \text{ A}$ .

Para  $I_B$  igual a  $800 \text{ W/m}^2$  a nova corrente  $I$  é de  $587,24 \text{ A}$ . Este resultado mostra que para uma redução  $20\%$  de intensidade da radiação solar medida, há um aumento de  $9,0\%$  da corrente de RP.

Para  $I_B$  igual a  $1100 \text{ W/m}^2$  a nova corrente  $I$  é de  $512,79 \text{ A}$ . Este resultado mostra que para um aumento de  $10\%$  de  $I_B$  há uma redução de  $4,8\%$  da corrente de RP.

Para  $I_B$  igual a  $1200 \text{ W/m}^2$  a nova corrente  $I$  é de  $485,45 \text{ A}$ . Este resultado mostra que para um aumento de  $20\%$  de  $I_B$  há uma redução de  $9,9\%$  da corrente de RP.

Para  $I_B$  igual a  $1300 \text{ W/m}^2$  a nova corrente  $I$  é de  $456,47 \text{ A}$ . Este resultado mostra que para um aumento de  $30\%$  de  $I_B$  há uma redução de  $15,3\%$  da corrente de RP de referência.

A Figura 2.12 a seguir apresenta o gráfico da variação da capacidade de corrente em regime permanente em função da variação da intensidade da radiação solar medida.

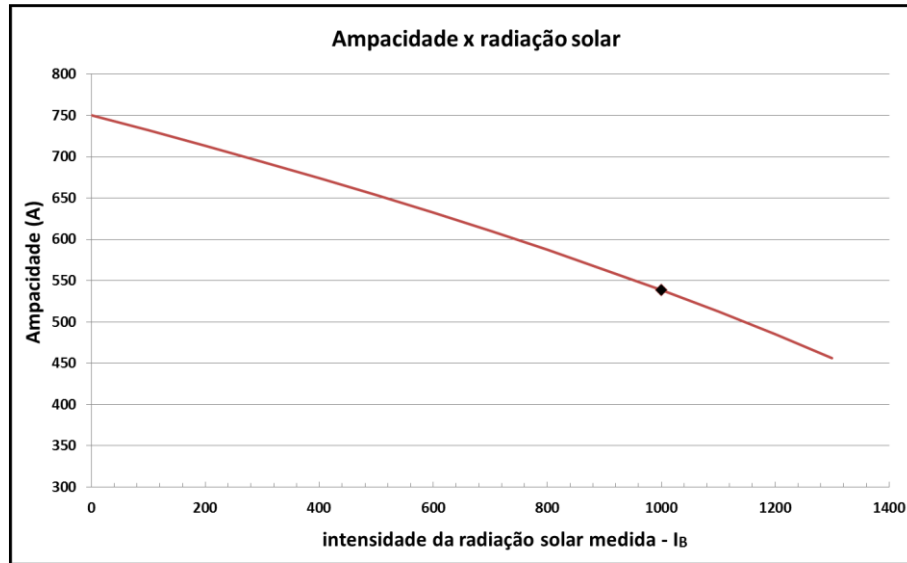


Figura 2.12 – Ampacidade x Intensidade da Radiação Solar Medida

A análise da influência da intensidade de radiação solar direta na ampacidade de LT mostra que para cada elevação de 10% na radiação há uma redução da ordem de 5% na corrente de regime permanente, na faixa analisada.

Conforme pôde ser observado, temperatura ambiente, intensidade de radiação solar e coeficiente de absorção, reduzem a capacidade de transmissão de energia à medida que tem seus valores aumentados. Para a velocidade do vento e coeficiente e emissividade, quanto maiores, melhor a troca de calor com o ambiente e maior capacidade de corrente. Quanto ao ângulo de incidência do vento, como o valor inicial, do método determinístico, é o que resulta em maior eficiência de troca de calor, à medida que se distancia deste ponto há a redução da capacidade de transporte de energia.

## 2.4. OPERAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por diversas instalações e sua operação objetiva a preservação da segurança operativa, a otimização do sistema eletroenergético e o menor custo de operação para os agentes.

Para operar de forma ótima o sistema, com o suprimento nas melhores condições elétricas e energéticas, com os menores custos e em condições de segurança, a programação diária da operação deve ser elaborada considerando as restrições de limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores, os custos de cada uma das fontes energéticas disponíveis, as limitações quanto ao controle de tensão, os pontos de operação esperados, a

carga prevista e outras limitações sistêmicas como limites de estabilidade previamente estudados. São também avaliadas as condições de segurança em caso de contingências no sistema, sendo que deverão ser suportadas todas as contingências simples (Critério N-1) e algumas contingências duplas (N-2), onde houver evidências estatísticas de sua ocorrência, conforme descrito nos Procedimentos de Rede (PR) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [3], sem violação de parâmetros de tensão ou carregamento.

A programação diária é baseada na política de operação estabelecida pelos programas de operação energética mensal e este no plano anual, conforme Procedimentos de Rede Módulo 7 - Planejamento da operação energética e Módulo 8 - Programação diária da operação eletroenergética [3].

A operação energética considera:

- Políticas e diretrizes dos estudos de horizonte à frente;
- Restrições elétricas de intercâmbio entre áreas geoeletricas;
- Manutenções no sistema de geração;
- Manutenções no sistema de transmissão;
- Restrições associadas a combustíveis da geração térmica ou afluências e nível de reservatório para hidrelétricas;
- Características e restrições em instalações e equipamentos;
- Previsão de carga.

Na operação do sistema interligado, o estudo das vulnerabilidades é elaborado em diversos horizontes. Há estudos que buscam avaliar o ano e o verão seguinte adotando as diretrizes do Submódulo 6.2 dos Procedimentos de Rede - Planejamento da operação elétrica de médio prazo, que avaliam o quadrimestre imediatamente a seguir ao atual de acordo com o Submódulo 6.3 dos Procedimentos de Rede - Diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral e o estudo da avaliação da operação do próximo mês atendendo ao Submódulo 6.4 dos Procedimentos de Rede - Diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal. Os estudos são realizados a partir dos casos base de fluxo de potência elaborados com as informações de todos os agentes do SIN. As principais informações atualizadas dos agentes são os valores previstos das cargas elétricas, despachos de geração e configuração de suas redes no período.

O resultado das avaliações é normatizado nas Instruções de Operação (IO), conforme regulado no Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 dos Procedimentos de Rede, que são usadas para estabelecer regras para a operação em tempo real.

### 2.4.1. Restrições consideradas

Dentre os parâmetros a serem observados para uma operação segura, os limites térmicos dos condutores, os limites de tensão e de estabilidade são os mais relevantes, conforme mostra a Figura 2.13, apresentada em [17], onde é possível observar os reflexos das limitações típicas do sistema elétrico em função do comprimento das linhas de transmissão associadas a esta rede. As linhas mais curtas são limitadas termicamente e conforme aumenta o seu comprimento ela passa a sofrer possíveis limitações de tensão e de estabilidade.

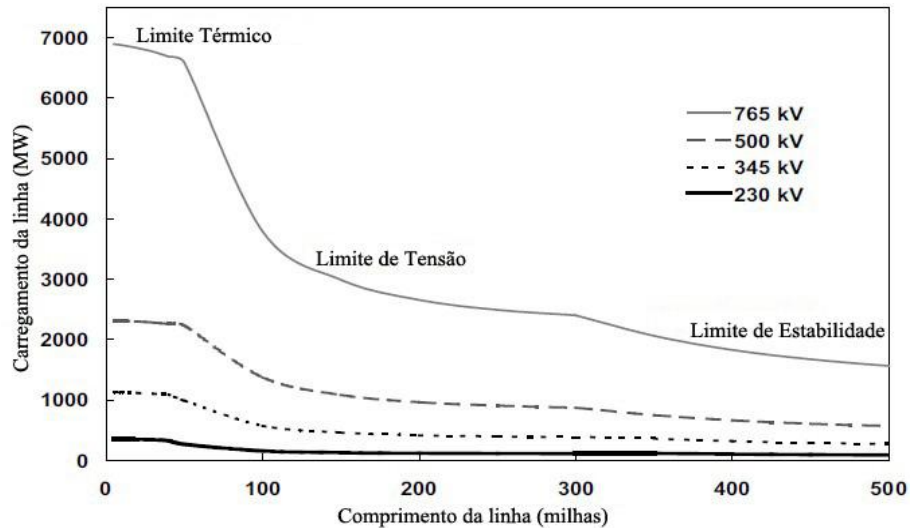


Figura 2.13 – Limites Aproximados das Linhas de Transmissão em Função do Comprimento

Fonte: E. Hirst, B. Kirby, Transmission planning for a restructuring U.S. electricity industry, Technical report, Edison Electric Institute, June 2001 [17].

No sistema interligado brasileiro, devido a suas características físicas, em que a grande maioria dos aproximados 100.000 km de linhas de transmissão tem comprimento inferior a 160 quilômetros (aproximadamente 100 Milhas), o fator preponderante é a limitação térmica. A seguir a Figura 2.14 mostra o gráfico do número de linhas de transmissão da Rede Básica em função de seu comprimento em milhas, tendo como referência o mês de Julho de 2013, para possibilitar a comparação com a Figura 2.13 apresentada anteriormente.

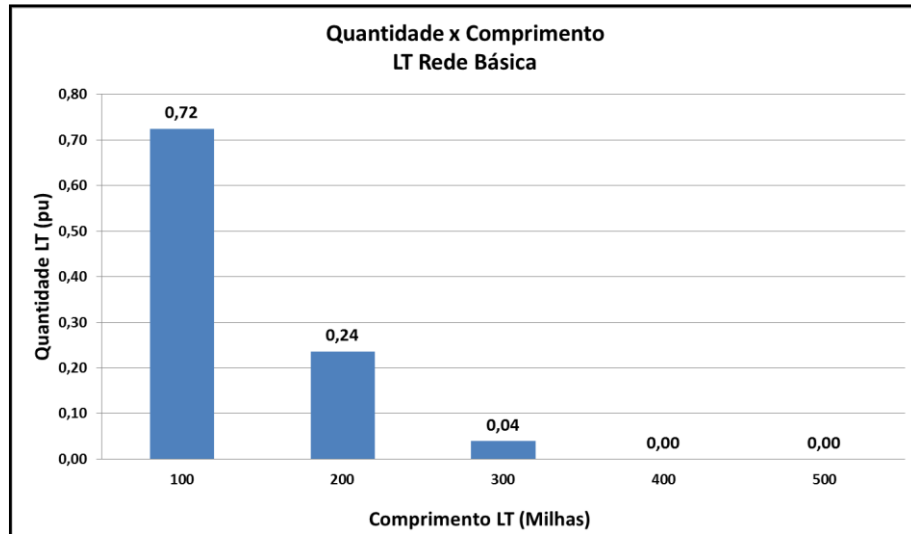


Figura 2.14 – Quantidade de Linhas de Transmissão em Função do Comprimento

As opções usuais da operação para controlar o carregamento dos elementos de transmissão são a mudança de configuração da rede, o redespacho de geração das usinas cuja potência influencie esta rede ou, em último caso, o corte de carga. Em alguns poucos pontos do sistema existem, também, transformadores defasadores que possibilitam controlar o fluxo de potência passante dentro de determinadas faixas. Na operação definem-se como prioritárias as medidas de menor custo e risco para o sistema elétrico. Devido à existência de um limitado número de interligações entre as subestações, a abertura de circuitos para controle de fluxo normalmente induzem a redução da confiabilidade da rede, devendo ser aplicada apenas quando o sistema mantiver o atendimento com critério N-1 ou se a alternativa seguinte for o corte de carga. O remanejamento de geração para redução de fluxo em elementos de transmissão traz consigo um distanciamento do ponto ótimo buscado pelo planejamento energético, elevando o custo de operação. Em situações onde o custo de operação já se encontra elevado, a aversão ao distanciamento do ponto de operação planejado é ainda maior. A ocorrência do corte de carga é o nível mais crítico e é evitada ao máximo, sendo usada apenas quando não há outra opção e a partir daquele ponto haja risco para pessoas, equipamentos ou a própria segurança do sistema.

O estabelecimento dos corretos limites de transmissão são imprescindíveis para que as ações de operação conduzam ao menor custo operativo e a segurança desejada.

Diversos aspectos de segurança devem ser observados quando da utilização de um limite de carregamento para uma linha de transmissão, tais como a segurança de terceiros, de equipamentos terminais, da própria LT e financeiros.

A capacidade total de transferência de potência de um sistema é o máximo fluxo entre dois pontos, por um elemento ou diversos, sem sobrecarga térmica, violação de limites de tensão, colapso de tensão ou outros problemas de segurança para o sistema como estabilidade transitória [15].



## CAPÍTULO 3 - AMPACIDADE DINÂMICA APLICADA EM CASO REAL

### 3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um caso de restrição operativa real provocada pelo limite térmico de uma linha de transmissão, a simulação para o mesmo caso considerando a aplicação da metodologia de cálculo de ampacidade dinâmica em tempo real e os possíveis benefícios para o sistema que poderiam ser alcançados. Cabe destacar que existem diversas barreiras à implantação de cálculo de ampacidade em tempo real, apresentados anteriormente, que não afetam a análise do caso.

Os dados apresentados referentes às inequações, dados de usinas e dados de linhas de transmissão são públicos e disponíveis no site do ONS [34].

### 3.2. INEQUAÇÕES DE MONITORAMENTO DE SEGURANÇA

Na operação do sistema são usados os valores calculados dos limites das linhas de transmissão como balizadores da operação, que devem atender às restrições operativas com a rede elétrica completa e prevendo que esse sistema opere de forma segura em caso de contingência. A operação em tempo real monitora os fluxos nas linhas tomando medidas para que não haja violação dos parâmetros de carregamento, atendendo as inequações, que garantirão que em caso de desligamento de um elemento de transmissão nenhum outro supere seus limites de carregamento. A equação (28) a seguir estabelece a restrição.

$$I_A + K_{AB}(I_B) < Limite_A \quad (28)$$

Onde:

$I_A$	Corrente elétrica na linha de transmissão A	(Ampere)
$I_B$	Corrente elétrica na linha de transmissão B	(Ampere)
$K_{AB}$	Fator de influência da linha B sobre a linha A	(adimensional)
$Limite_A$	Limite de carregamento da linha de transmissão A	(Ampere)

Abaixo, a Figura 3.1 apresenta um sistema equivalente.

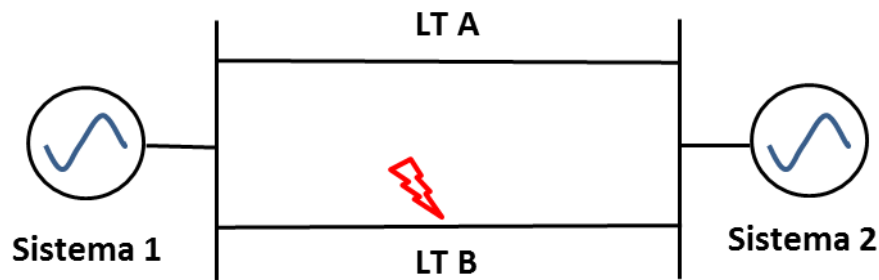


Figura 3.1 – Diagrama Simplificado de Duas LT Interligando Sistemas

As linhas de transmissão podem ser as únicas interligações entre dois sistemas elétricos, entre fontes e cargas ou dois eixos de conjunto de  $n$  ligações. O fator de influência do elemento B sobre o elemento A contém esta informação. Caso as linhas A e B sejam os únicos elementos que interliguem os sistemas 1 e 2, o fator de influência é de 1,0 pu (100%); se houver um terceiro eixo de interligação e sua impedância equivalente for igual às impedâncias de A e B, o fator de influência de B sobre A é de 50% (0,5 pu), devido ao fluxo inicial de B ser distribuído igualmente entre A e o terceiro eixo.

Para que não haja a violação da inequação de carregamento é estabelecida uma geração que favoreça os fluxos de potência ativa. A metodologia para obtenção dos montantes de geração que levam a inequação a manter o termo do lado esquerdo menor que o direito é baseada em índices de Fatores de Influência de Geração (FIG), que representam a influência de cada uma das usinas de interesse sobre o termo do lado esquerdo da inequação. A partir da lista destes fatores são priorizados os redespachos das usinas mantida a restrição imposta pela inequação.

Obtém-se o fator de influência de geração utilizando a rede elétrica modelada com o elemento, cuja contingência se quer controlar, desligado, provocando pequenas variações de potência em cada uma das máquinas. Ao final, os valores são normalizados em relação a uma geração de referência, pois os fatores só têm sentido prático para o intercâmbio de potência entre duas ou mais usinas. Os fatores de influência de geração sobre as linhas de transmissão são calculados de forma que indiquem, a partir de um remanejamento entre as usinas, qual o percentual de potência deixa de passar no elemento em análise.

Cabe destacar que os Fatores de Influência são válidos no em torno do ponto de operação para os quais são calculados, contudo na operação em tempo real normalmente é usado apenas um valor para todas as condições de carga de um determinado período. Esta

simplificação não introduz erros elevados considerando as demais incertezas e não linearidades do sistema.

Em sistemas elétricos um dos fatores que mais restringem o despacho de geração é a temperatura dos condutores, apresentada 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 [16].

A adoção de limites térmicos dinâmicos aumenta a segurança da operação do sistema e pode reduzir os custos de operação [16]. Os ganhos desta metodologia variam entre 5% e 15%, conforme [27].

Duas principais metodologias são usadas para o cálculo do limite dinâmico de linhas de transmissão, uma é com medição direta de grandezas físicas do cabo condutor, como temperatura ou tensão de tração, outra é pelo método indireto utilizando dados climatológicos e o modelo térmico de linhas [28]. Neste trabalho é empregada a metodologia de cálculo indireto.

### **3.2.1. Aplicação da metodologia de inequações em um sistema teste**

Nesta seção é apresentada a aplicação da metodologia para o estabelecimento dos parâmetros elétricos para o controle de carregamento de uma linha de transmissão durante a perda de outra linha. Para a solução dos casos base de fluxo de potência usou-se o programa ANARADE do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel).

Para exemplificar a metodologia e a montagem da inequação de monitoramento, o cálculo do Fator de Influência de Linhas (FIL) e do Fator de Influência de Geração (FIG) é usado o sistema 4 Barras apresentado na

Figura 3.2 a seguir.

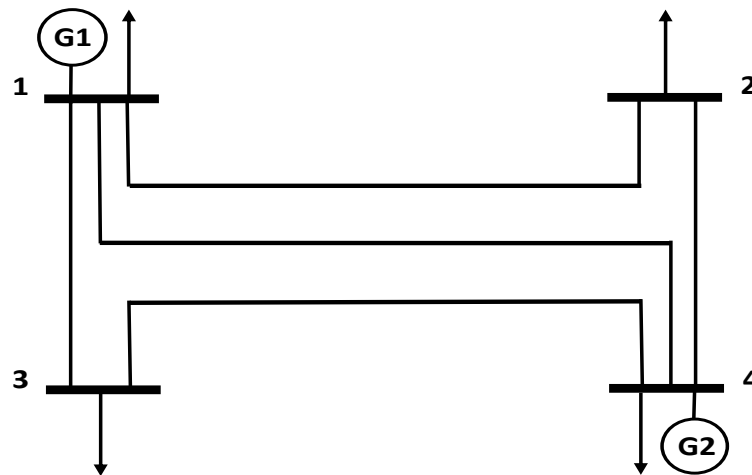


Figura 3.2 – Sistema 4 Barras

A Tabela 3.1 apresenta os dados elétricos das linhas do sistema teste em percentual, na base de 100 MVA.

Tabela 3.1 – Dados das linhas do sistema de 4 barras

LT	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Limite (A)
1-2	0,050	0,571	8,81	170
1-3	0,130	1,253	19,98	250
1-4	0,350	3,82	63,01	170
2-4	0,304	3,384	55,79	170
3-4	0,331	3,260	50,80	250

As Tabela 3.2 e Tabela 3.3 mostram os dados das barras e os fluxos nas linhas para o sistema 4 Barras convergido para rede completa e em contingência.

Tabela 3.2 – Dados das barras do sistema de 4 barras

Barra	Tipo	Geração				Carga		Shunt (Mvar)
		V (pu)	$\theta$ (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	V $\theta$	1,05	0,0	190,4	-49,3	70,0	30,0	0,0
2	PQ	1,05	-0,2	0,0	0,0	120,0	40,0	22,0
3	PQ	1,05	-0,5	0,0	0,0	150,0	30,0	20,0
4	PV	1,05	0,6	200,0	-95,4	50,0	17,0	0,0

Tabela 3.3 – Fluxos nas linhas do sistema de 4 barras

	<b>Caso Base</b>	<b>Deslig. 1-3</b>	<b>Deslig. 1-4</b>	<b>Deslig. 2-4</b>	<b>Deslig. 3-4</b>
<b>LT</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Corrente (A)</b>
<b>1-2</b>	120,2	180,3	90,6	191,7	71,6
<b>1-3</b>	131,9	--	114,4	109,1	240,2
<b>1-4</b>	-74,6	59,1	--	-108,4	-122,0
<b>2-4</b>	-84,7	-47,9	-110,9	--	-128,7
<b>3-4</b>	-110,7	-239,3	-135,6	-141,0	--

O sinal de negativo representa apenas que a corrente está entrando na primeira barra da LT.

Para o cálculo dos fatores de influência de uma LT sobre outra, a equação (29) a seguir é empregada:

$$FIL_{2-1} = \frac{F_{LT1f} - F_{LT1i}}{F_{LT2i}} \quad (29)$$

Onde:

$FIL_{2-1}$	Fator de influência da LT2 sobre a LT1	(adimensional)
$F_{LT1i}$	Fluxo inicial na LT1	(Ampere)
$F_{LT1f}$	Fluxo final na LT1	(Ampere)
$F_{LT2i}$	Fluxo inicial na LT2	(Ampere)

O monitoramento para garantir o atendimento ao critério N-1, sem sobrecarga na LT 1-2, deve considerar as piores contingências para elevação do carregamento desta LT e os fluxos esperados no cenário eletroenergético mais restritivo do período em questão. A Tabela 3.4 a seguir mostra os fatores de influência entre as linhas que interligam as quatro barras do caso, em função do desligamento de uma LT por vez.

Tabela 3.4 – Matriz de fatores de influência

	<b>Deslig. 1-3</b>	<b>Deslig. 1-4</b>	<b>Deslig. 2-4</b>	<b>Deslig. 3-4</b>
<b>LT</b>	<b>FI</b>	<b>FI</b>	<b>FI</b>	<b>FI</b>
<b>1-2</b>	0,456	-0,397	0,844	-0,439
<b>1-3</b>	--	-0,235	-0,269	0,978
<b>1-4</b>	-0,118	--	0,399	0,428
<b>2-4</b>	-0,642	0,351	--	0,397
<b>3-4</b>	0,975	0,334	0,358	--

Das simulações, dados mostrados na Tabela 3.3, tem-se que as contingências mais severas, que provocam sobrecarga na LT1-2, são das LT 1-3 e LT 2-4. A Tabela 3.4 apresenta os fatores de influência das LT 1-3 e LT 2-4 sobre a LT 1-2 que são respectivamente 0,456 e 0,844. A seguir, as inequações a serem monitoradas são estabelecidas:

Inequação em relação à LT 1-3.

$$I_{LT1-2} + 0,456 \times I_{LT1-3} \leq 170 \text{ A} \quad (30)$$

Inequação em relação à LT 1-4.

$$I_{LT1-2} + 0,844 \times I_{LT2-4} \leq 170 \text{ A} \quad (31)$$

A obtenção dos FIG ocorre a partir de simulação de pequenas variações de potência ativa nos geradores mais próximos eletricamente da rede analisada e verificando o resultado nos ramos de interesse. A avaliação considera a LT cuja perda está sendo prevista, desligada. No caso exemplo a variação de geração ocorrerá entre os dois geradores presentes, G1 na Barra 1 e G2 na Barra 4.

Os cálculos dos FIG sobre uma LT usam a equação (32) abaixo:

$$FIG_{G1-LT1} = \frac{F_{LT1f} - F_{LT1i}}{\Delta G_{1/2}} \quad (32)$$

Onde:

$FIG_{G1-LT1}$	Fator de influência do Gerador 1 sobre a LT 1	(adimensional)
$F_{LT1i}$	Fluxo inicial na LT1	(MW)
$F_{LT1f}$	Fluxo final na LT1	(MW)
$\Delta G_{1/2}$	Variação de potência entre os Geradores 1 e 2	(MW)

A Tabela 3.5 e a Tabela 3.6 a seguir apresentam as variações dos fluxos nas LT para uma variação de geração de 10 MW entre os geradores existentes no caso e a matriz dos FIG para a linha 1-2 durante as contingências mais severas, respectivamente.

Tabela 3.5 – Fluxos nas linhas para variação de 10 MW de geração

		Elevação Gerador 1		Elevação Gerador 2	
		Deslig. 1-3	Deslig. 2-4	Deslig. 1-3	Deslig. 2-4
	LT	Fluxo (MW)	Fluxo (MW)	Fluxo (MW)	Fluxo (MW)
<b>Antes</b>	<b>1-2</b>	111,0	120,1	111,0	120,1
<b>Depois</b>	<b>1-2</b>	115,5	120,1	106,4	120,1

Tabela 3.6 – Matriz de fatores de influência de geração

		Gerador 1		Gerador 2	
		Deslig. 1-3	Deslig. 2-4	Deslig. 1-3	Deslig. 2-4
	LT	FI	FI	FI	FI
	<b>1-2</b>	0,45	0	-0,45	0

A redistribuição de geração não atende à necessidade de redução do carregamento da LT 1-2 durante desligamento da LT 2-4, sendo necessária outra solução operativa durante a contingência, como o corte de carga ou geração.

Para redução do carregamento da LT 1-2 para prevenir a perda da LT 1-3, deverá ser providenciado remanejamento de geração entre os geradores G1 e G2 considerando os fatores da Tabela 3.6. Para se estabelecer o montante que deverá ser redespachado entre as usinas usa-se a equação (33):

$$\Delta P_{G1} = \frac{\Delta F_{LT1-2}}{FIG_{G1/2-LT1-2}} \quad (33)$$

Onde:

$\Delta P_{G1}$	Varição necessária no Gerador 1 para eliminar a sobrecarga sobre a LT 1-2	(MW)
$\Delta F_{LT1-2}$	Fluxo a ser reduzido na LT 1-2	(MW)
$FIG_{G1/2-LT1-2}$	Fator de influência para remanejamento entre o Gerador 1 e 2 sobre a LT 1-2	(adimensional)

O valor da violação da inequação em corrente, considerando o limite da Tabela 3.1 e o fluxo em contingência da Tabela 3.3, é de 10,3 A. Em potência ativa representa 6,15 MW e o fator de influência de geração para redespacho de geração entre o Gerador 1 e o Gerador 2 sobre a LT 1-2 é de 0,45, sendo o FIG do Gerador 1 positivo, indicando que este deverá ser reduzido para que haja redução no carregamento da LT, e o FIG do Gerador 2 negativo, indicando o contrário, então:

$$\Delta P_{G1} = 13,67 \text{ MW}$$

O método apresentado nesta seção é o mesmo aplicado na seção 3.3.1, se apresentou uma situação típica de operação do SIN e uma proposta de solução do problema.

### 3.2.2. Limite de linhas de transmissão em tempo real

A utilização de limites térmicos dinâmicos promove uma melhor avaliação dos equipamentos do sistema e, na maioria das condições, uma melhor utilização dos ativos de transmissão e, em condições raras, pode-se evitar algum dano por aquecimento excessivo. Adicionalmente pode-se evitar um colapso provocado por sobrecargas em cascata durante uma emergência no sistema, viabilizar o despacho ótimo de geração em condição normal e agilizar a recomposição do sistema depois de contingências simples ou múltiplas.

O cálculo de limite de carregamento de linhas de transmissão em tempo real se refere à aplicação da metodologia determinística, contudo, usando nas equações alguns dos parâmetros climatológicos oriundos de leituras em tempo real. Sendo assim, a cada instante de tempo  $t$  é calculado um novo limite para a linha em estudo.

A variação dos parâmetros climatológicos usualmente é lenta e a constante de tempo térmica de linhas de transmissão aérea (LTA) da ordem de 10 a 20 minutos [7], conforme observado na Figura 3.3. Além disso, os algoritmos de cálculo de ampacidade são capazes de



atualizar os novos valores em poucos segundos, de forma que a frequência de atualização dos dados climatológicos não tem requisitos elevados de velocidade.

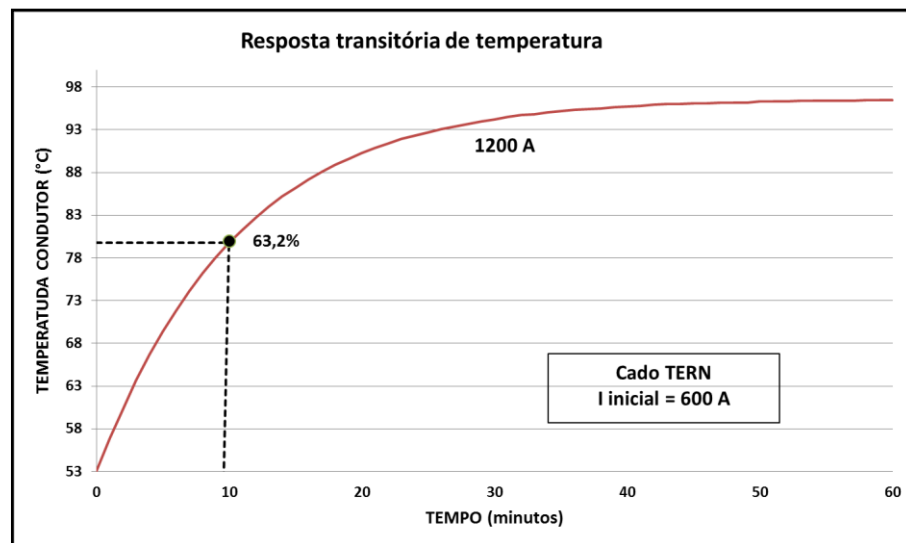


Figura 3.3 – Resposta Transitória de Temperatura para Degrau de Corrente.

As grandezas climatológicas de interesse são a temperatura ambiente, a velocidade do vento, ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT e a intensidade de radiação solar. Todas estas medidas podem ser feitas através de sistemas de medição climatológica disponíveis no mercado.

A maior dificuldade na aplicação da metodologia de cálculo usando como base os dados de tempo real é que estes deveriam ser medidos ao longo de toda LT ou pelo menos em todos os vãos críticos da linha. Os vãos críticos de uma LT são aqueles onde ocorrem as menores alturas cabo solo para um conjunto de condições elétricas e climatológicas. O cálculo determinístico de projeto não é complexo, pois os fatores climáticos são estabelecidos como fixos para toda a linha. No entanto, para o cálculo dinâmico com dados climatológicos a complexidade é grande, pois um trecho cuja altura cabo solo esteja dentro dos critérios de projeto com valores adequados pode, em medição real, apresentar grande redução de altura devido às condições locais desfavoráveis, como uma região mais sujeita a baixa velocidade de vento.

A instalação de medição em todos os trechos das linhas de transmissão torna-se proibitivo devido ao elevado nível de investimento, sendo a melhor opção o monitoramento dos vãos críticos previamente determinados por estudo do perfil e planta da LT ou por levantamento de campo com estabelecimento das características da LT, incluindo medições de distâncias de vãos e altura cabo-solo.

No caso apresentado a seguir é usada uma série de simplificações no cálculo da ampacidade dinâmica da LT 345 kV Taquaril – Ouro Preto 2, conforme abaixo:

- A aplicação do cálculo da ampacidade considerar a LT como homogênea e a altura cabo-solo média como a limitante.
- Os dados climatológicos utilizados são de estações próximas à LT em análise. Tais estações encontram-se em altura mais favorável a altas velocidades de vento, que influencia no aumento do valor da ampacidade.

Cabe destacar que tais simplificações não comprometem as análises que são elaboradas e a confiabilidade dos resultados.

### **3.2.3. Princípios econômicos da operação energética**

De forma a se obter o melhor aproveitamento energético da água no País, realiza-se o despacho centralizado por comando do ONS. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa ao compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN, abrangendo as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. O mecanismo realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo [2,3,32].

A necessidade de instituição do MRE se verifica principalmente devido às grandes extensões territoriais do país, em que existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes.

A contabilização envolve o cálculo da diferença entre a energia medida e a contratada por agente, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para efeito de liquidação financeira na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado [29], conforme Tabela 3.7.

Esta etapa é realizada com base nas regras de comercialização da CCEE, levando em conta o MRE e outros fatores como as exposições no mercado de curto prazo, o recebimento/pagamento de Encargos de Serviço de Sistema (ESS) e a consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados, incluindo eventuais ajustes financeiros. O ESS é o

custo resultante entre o despacho previsto pelo processo de otimização e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS.

Tabela 3.7 – Valor do PLD no mês de fevereiro de 2012

<b>PLD - Preço de Liquidação das Diferenças</b>				
<b>(R\$/ MWh)</b>				
<b>Submercado SUDESTE - Fevereiro 2012</b>				
<b>Semana</b>	<b>Pesada</b>	<b>Média</b>	<b>Leve</b>	<b>Médio Diário</b>
1	17,57	17,57	12,20	16,00
2	37,70	37,70	35,45	37,04
3	55,85	55,85	53,86	55,27
4	63,20	63,20	62,20	62,91
5	69,25	68,26	65,99	67,80

Fonte: CCEE – Relatório de Informações ao Público – Relatório Geral de Preços - Nº 34 - fevereiro/2012 [29]

### **3.3. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA OPERATIVO REAL**

Nesta seção são apresentados os aspectos elétricos e energéticos da restrição operativa real, os reflexos do problema e o cálculo dos custos de operação relacionados ao distanciamento do ponto ótimo de operação.

#### **3.3.1. Restrição de geração por violação de inequação de segurança**

A programação diária da operação eletroenergética tem como propósito a otimização da operação do SIN, por meio do suprimento, nas melhores condições técnicas (elétricas e energéticas), econômicas e com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes (Módulo 8 dos Procedimentos de Rede - Programação diária da operação eletroenergética) [3].

No início do ano de 2012 a conjunção de condições de cargas elevadas na área Rio de Janeiro/Espírito Santo, a não entrada em operação da LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2, prevista pela Aneel para outubro de 2010, associadas à geração térmica reduzida na área Rio, 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 Figura 3.4 a seguir apresenta o diagrama elétrico simplificado da região afetada.

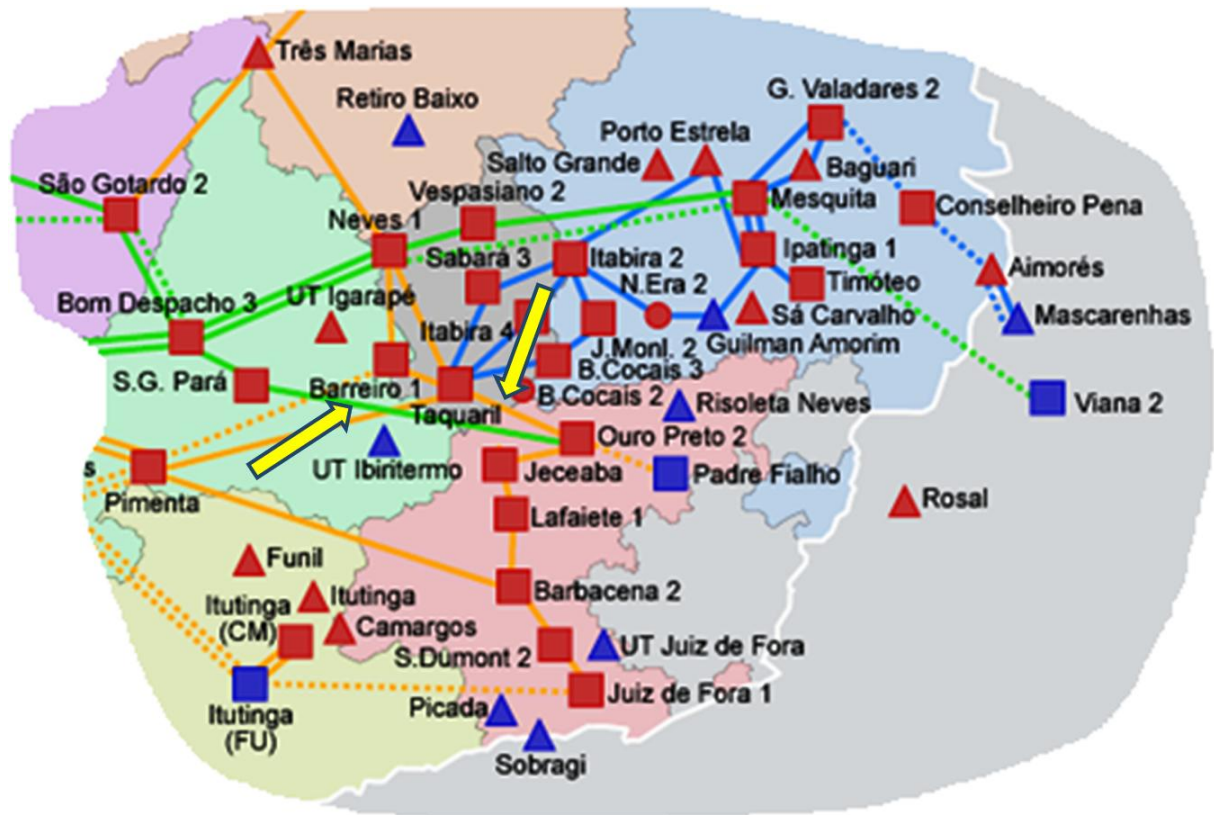


Figura 3.4 – Diagrama Elétrico Simplificado

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 pelo ONS a restrição imposta pela inequação equivalente (34).

$$I_{OP2-Taq} + 0,56 (I_{OP2-SGP}) < 1290 A \quad (34)$$

Onde:

$I_{OP2-Taq}$	Corrente elétrica na LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril	(Ampere)
$I_{PO2-SGP}$	Corrente elétrica na LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará	(Ampere)
0,56	Fator de influência da LT 500 kV sobre a LT 345 kV	(adimensional)
	$(K_{OP2-SGP \rightarrow OP2-Taq})$	
1290 A	Limite de carregamento da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril	(Ampere)
	$(Limite_{OP2-Taq})$	

Os fatores de influência de geração usados para controle da inequação são apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Fatores de influência de geração sobre a LT em análise.

<b>Usina</b>	<b>Fator de Influência (%)</b>
Risoleta Neves	-30
Picada	-18
Sobragi	-17
Funil Grande	-10
Mascarenhas	-3
FSE, Usinas do Sul	-1
Furnas, Porto Colômbia, Água Vermelha, Caconde, E. Cunha, Limoeiro, Jupia, Capivara, Porto Primavera, Taquaruçu, Três Irmãos, FSM	0
Mascarenhas de Moraes (345kV), Mascarenhas de Moraes (138kV), Luis Carlos Barreto, Volta Grande, Marimbondo, Queimado, Corumbá, Corumbá IV, Itumbiara, Cachoeira Dourada I, Cachoeira Dourada II, São Simão, Amador Aguiar I, Amador Aguiar II, Miranda	1
Jaguara, Igarapava, Aimorés, Emborcação, Nova Ponte	2
Funil	9
Três Marias, Irapé	11
Santa Clara	12
Baguari	13
Salto Grande, Sá Carvalho	15
Porto Estrela	17
Guilman Amorim	18

Fonte: Relatório ONS - Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral – Janeiro – Abril 2012 – Volume 5 – Área Minas Gerais [30].

Como exemplo do problema de violação da inequação da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril são apresentados a seguir os dados do dia 02 de fevereiro de 2012, onde, para atender à inequação, os despachos de geração foram diferentes dos preconizados pela programação energética do SIN. A principal consequência foi a restrição de diversas usinas hidrelétricas da região leste do estado de Minas Gerais para reduzir o termo do lado esquerdo da inequação. Os reflexos para o sistema foram:

- 1- Redespacho de geração da ordem de 650 MW nas usinas hidrelétricas de Minas Gerais;
- 2- Despacho de geração térmica eventual na UTE Norte Fluminense da ordem de 400MW;

- 3- Vertimentos turbináveis em usinas hidrelétricas da região leste do estado de Minas Gerais;
- 4- Cancelamento de intervenções para manutenção na rede básica e para execução de obras de reforço no sistema.

Na etapa de programação foi necessária a redução de cerca de 650 MW no despacho de geração nas usinas da região de Porto Estrela, Sá Carvalho, Salto Grande, Baguari, Santa Clara, Três Marias, Irapé, entre outras, com ocorrência de vertimentos turbináveis; além de despacho de geração térmica na UTE Norte Fluminense da ordem de 400 MW de forma a reduzir o carregamento nas LT em questão e controlar os valores verificados para as inequações.

A condição de carregamento foi agravada em virtude do clima mais quente verificado naquela época do ano nos estados de Minas Gerais e do Rio de Janeiro, refletindo num aumento significativo na carga das regiões, uma vez que os carregamentos nas LT em análise são fortemente influenciados pelas cargas das malhas Mantiqueira e CEMIG, bem como da carga da área RJ/ES [30, 31, 32].

Conforme relatório da Agência Nacional de Águas (ANA) [33], as usinas hidrelétricas em operação na bacia do Rio Doce, com exceção da Usina Hidrelétrica Porto Estrela, são usinas hidrelétricas a fio d'água. O diagrama da Figura 3.5 a seguir ilustra estas instalações.

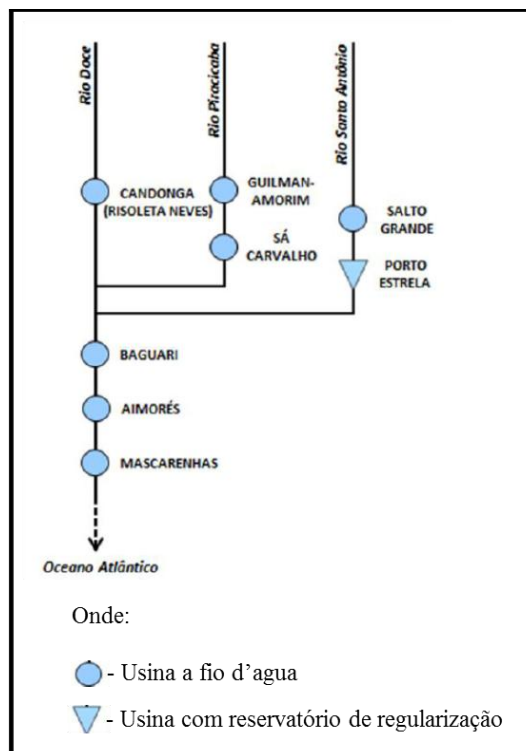


Figura 3.5 – Diagrama Esquemático Usinas Hidrelétrica – Bacia Rio Doce

O regime de operação a fio d'água se caracteriza por apresentar vazões defluentes equivalentes às vazões afluentes, no curto prazo. Logo as vazões que chegam são semelhantes às vazões que saem do aproveitamento hidrelétrico, com baixa capacidade de regularização das vazões dos rios [33]. Desta forma, restrições de geração podem provocar vertimentos sem possibilidade de se acumular a energia para ser aproveitada em momentos mais favoráveis do ponto de vista elétrico. Tal situação foi observada em fevereiro de 2012.

A operação energética neste dia levou a uma redução nas usinas de Três Marias (396 MW), Irapé (390 MW), Sá Carvalho (78 MW), Salto Grande (102 MW), Baguari (140 MW), Porto Estrela (112 MW) e Aimorés (330 MW) de 14.046 MWh de energia, representando um desvio médio diário de 585 MW de potência da programação energética otimizada do SIN. A Figura 3.6 a seguir apresenta os desvios de geração no dia 02/02/2012, a cada 30 minutos, em relação ao preconizado pelo processo de otimização energética que busca o menor custo de operação.

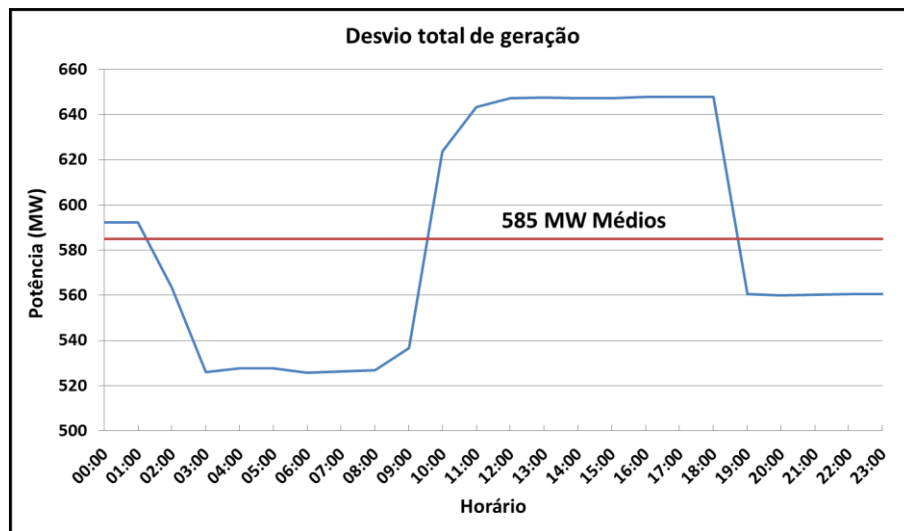


Figura 3.6 – Desvio Horário de Geração

Para avaliar os custos da operação energética em função da limitação elétrica da linha de transmissão é necessário caracterizar dois tipos diferentes de consequências:

1. As usinas que possuem reservatórios de acumulação com regulação plurianual “receberam” a energia reduzindo a geração sem vertimentos no curto prazo, podendo considerar a não elevação do custo para a operação do sistema, pois em momentos futuros a operação pode usar do armazenamento. Contudo, cabe lembrar que esta é uma questão conjuntural. Caso os reservatórios estivessem

cheios haveria a perda desta energia já naquele momento, e mesmo a UHE podendo acumular esta energia, em um futuro próximo poderia ser necessário seu vertimento em função de chuvas naquela bacia hidrográfica.

- No caso das usinas a fio d'água [33] onde graças ao volume das afluições verificadas e as restrições de geração foi necessária a redução da produção de energia, mesmo com vertimentos, como as UHE Sá Carvalho, Salto Grande, Porto Estrela, Baguari e Aimorés pode-se facilmente precificar estas perdas de energia pelo sistema. A valoração da energia vertida turbinável ocorre na operação ao custo do PLD [29].

Na Figura 3.7 a seguir são apresentadas as energias perdidas em cada uma das usinas afetadas pelos vertimentos, somatório com a energia total e o valor médio diário.

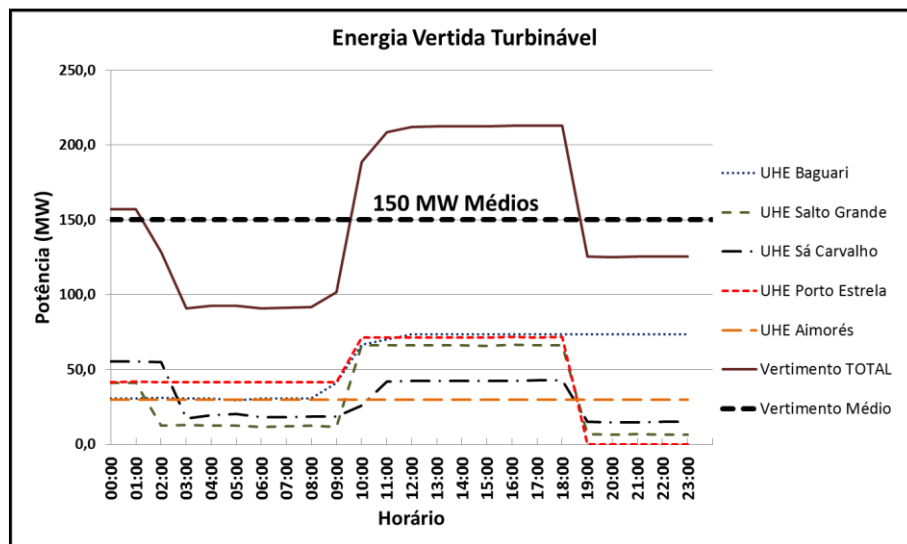


Figura 3.7 – Energia Vertida - Dia 02/02/2012

### 3.3.2. Custo diário da restrição operativa

De forma mais conservadora, não são considerados os custos dos desvios de geração que não resultaram em vertimentos, devido à dificuldade de se precificar tais eventos. Para os vertimentos turbináveis é aplicado o valor mínimo setorial, neste caso o PLD, conforme Tabela 3.7 [29].

O distanciamento total do ponto ótimo energético no dia 02/02/2012 foi de 14.046 MWh referente às usinas de Três Marias, Sá Carvalho, Salto Grande, Porto Estrela, Baguari, Aimorés e Irapé, representando uma potência média de 585 MW.



O volume de energia perdida por vertimentos foi de 3.606 MWh, 150 MW médios, conforme gráfico da Figura 3.7.

Usa-se a valoração da redução de geração convertida em vertimento pelo PLD médio diário na semana do dia 02/02/2012 (semana 1) que foi de R\$ 16,00/MWh. Vale lembrar que a precificação pelo PLD representa o mínimo valor para a energia.

A energia vertida foi de 3.606 MWh representando uma potência ativa média de 150 MW. Valorando o vertimento ao PLD, tem-se que Energia vertida x PLD resulta em um custo de R\$ 57.696,00.

Cabe destacar que este valor de vertimento na semana 5 do mês de fevereiro teria um custo muito mais elevado de R\$ 244.486,80, pois o PLD nesta semana estava em R\$ 67,80/MWh.

### 3.3.3. Simulação de solução com ampacidade dinâmica

A LT 345 kV Taquaril – Ouro Preto 2 está conectada nas SE Taquaril e Ouro Preto 2, ambas de propriedade da CEMIG e localizadas nos municípios de Sabará e Ouro Preto, respectivamente. O cálculo do limite de carregamento de projeto é baseado nos parâmetros da Tabela 3.9 e da Tabela 3.10 a seguir.

Tabela 3.9 – Dados ambientais - LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril

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

Fonte: Projeto LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril

Tabela 3.10 – Dados físicos - LT 345 kV Ouro Preto 2 - Taquaril

<b>Parâmetros do condutor</b>	
Cabo	2 x CAA 402,8 mm <sup>2</sup> "TERN"

Extensão	53,65 km
Diâmetro do cabo (D)	0,02701 m
Diâmetro do fio da camada mais externa do condutor (d)	0,003376 m
Resistência do cabo a 20°C (Rac)	0.0000717 $\Omega/m$
Coeficiente de variação da resistência com a temperatura	0.00401 $K^{-1}$
Coeficiente de emissividade $\epsilon$	0,65
Coeficiente de Absorção da Superfície ( $\alpha_s$ )	0,90

Fonte: Projeto LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril

Usando os dados acima é obtido o limite de condução para a LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril de **1290 A**, conforme [34].

### 3.3.4. Cálculo de limites dinâmicos da LT 345 kV Taquaril – Ouro Preto 2

Para avaliação dos possíveis benefícios e riscos para o sistema na adoção de limites dinâmicos de transmissão da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril, buscou-se uma fonte de dados climatológicos que representasse a região onde a LT se encontra. Como melhor alternativa utilizou-se de informações oriundas de uma estação climatológica compacta instalada em uma LT de nível de tensão de 500 kV, que tem um de seus terminais na SE Ouro Preto 2, a LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará. A estação foi instalada pela Universidade Federal de Santa Catarina para um projeto de estudo de ampacidade. As principais limitações práticas do uso dos dados da estação são apresentadas a seguir:

- Localização da estação fora do eixo da LT em análise;
- Não se sabe qual é o vão crítico da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril;
- Não se tem com precisão a correlação dos dados climatológicos medidos com os observados no vão crítico da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril;
- As medições ocorrem em torres de 500 kV, mais altas que as de 345 kV.

Cabe destacar que as simplificações usadas neste trabalho não comprometem as análises e os resultados apresentados, considerando a metodologia usada.

Dentre os parâmetros climáticos medidos o mais sensível à altura e localização é o vento, sendo este o que pode induzir a um maior erro de interpretação nas análises

apresentadas. Por este motivo, manteve-se o valor fixo nas simulações dos limites dinâmicos, conforme dado de projeto, em 1 m/s.

A partir das considerações descritas, e dos cálculos dos limites de carregamento da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril ao longo do dia em questão, obteve-se o limite dinâmico apresentado na Figura 3.8 a seguir.

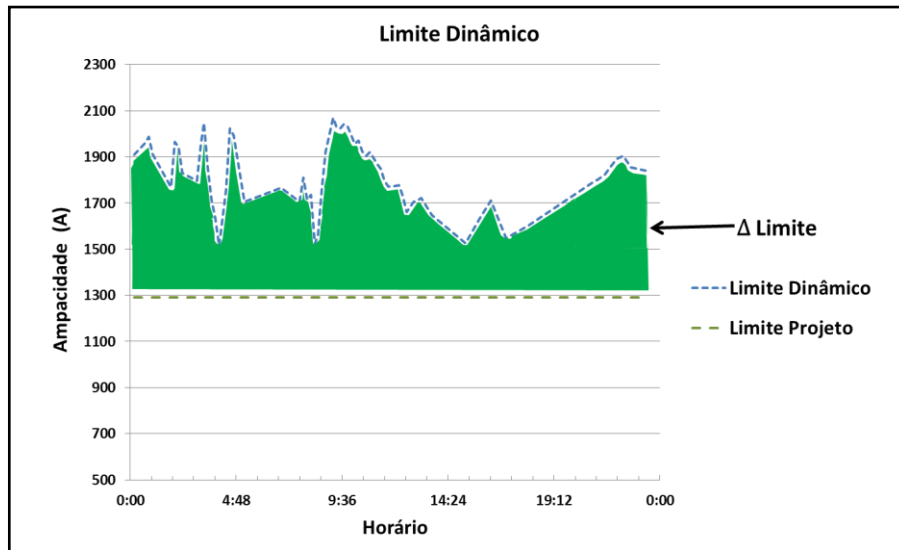


Figura 3.8 – Limite Dinâmico ( $v = 1,0$  m/s).

O ganho no limite de carregamento é superior a 240 A ao longo de todo o dia, atingindo 750 A, demonstrando o elevado potencial da metodologia de cálculo de limite dinâmico de linhas de transmissão.

Durante o processo de operação do sistema são feitos ajustes de forma a se adequar as grandezas elétricas estabelecidas em cada etapa. Como o estabelecimento dos valores de geração por usina é feito por potência ativa, é necessário trabalhar com potência e não mais com corrente. Dessa forma, é calculada a potência aparente para os novos patamares de corrente e usa-se este valor em MVA para o despacho de potência ativa em MW, sem correções. Esta aproximação não introduz erros significativos em tempo real. O fato do cálculo da potência aparente usar a tensão de referência com valor de 1,0 pu, o que normalmente não ocorre na rede básica que usualmente opera com valores superiores, compensa as diferenças originadas pelo real fator de potência associado ao redespacho e ao próprio fluxo da potência aparente na LT.

A Figura 3.9 a seguir apresenta os valores calculados de potência para cada ponto de medição climatológica.

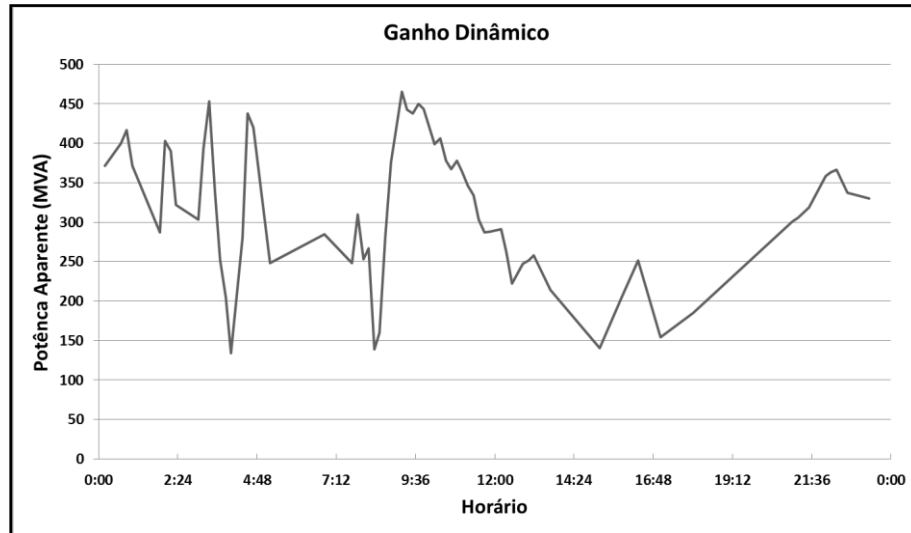


Figura 3.9 –  $\Delta$  Limite em MVA

### 3.3.5. Aplicação da elevação dos limites e redespacho de geração

Os critérios para aplicação de redespacho de geração a partir dos valores dinâmicos da ampacidade da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril são:

- Priorizar as usinas do Leste por serem a fio d'água. Evitar vertimentos;
- Segundo estágio de priorização em função do Fator de Influência de Geração (FIG), do menor para o maior para se aproveitar ao máximo a flexibilização da inequação;
- Havendo folga remanescente no limite da LT, redespachar as usinas com reservatórios que não estavam atendendo aos valores estabelecidos de geração, considerando o sistema como um todo.

Para maximizar os benefícios energéticos a partir dos novos limites de transmissão da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril, priorizou-se a elevação de geração das unidades que estavam vertendo, alocando a energia em usinas com reservatórios de regularização plurianual e com fatores de influência mais significativos.

As usinas para recolhimento de geração foram: Furnas, Três Irmãos, Luiz Carlos Barreto, Mascarenhas de Moraes e usinas acima de Serra da Mesa, que são representadas à frente como GRUPO 1. Desta forma, toda elevação de geração representa uma carga a ser atendida no futuro pela energia armazenada.

Para avaliar os máximos ganhos deve-se usar a alocação nas usinas com as quais se têm os maiores fatores de influência em relação às localizadas na malha Leste, contudo, como

estas UHE não possuem reservatório, esta ação é muito limitada. Por outro lado, a elevação do despacho da malha Leste considerando os menores fatores de influência em relação ao GRUPO 1 deve ser priorizada, obtendo o máximo de aumento de geração sem violação da inequação monitorada.

As margens de variação de geração consideradas são as apresentadas na Figura 3.7. Quanto menor a energia vertida final, mais econômica é a operação.

### 3.3.6. Avaliação dos ganhos

Para analisar os benefícios energéticos obtidos pelo limite de carregamento dinâmico, pose-se usar a equação (35).

$$I_A + K_{AB}(I_B) \leq Limite_A + \Delta Limite \quad (35)$$

Onde:

$I_A$	Corrente elétrica na linha de transmissão A	(Ampere)
$I_B$	Corrente elétrica na linha de transmissão B	(Ampere)
$K_{AB}$	Fator de influência da linha B sobre a linha de A	(adimensional)
$Limite_A$	Limite de carregamento da linha de transmissão A	(Ampere)
$\Delta Limite$	Incremento obtido pela aplicação do cálculo dinâmico	(Ampere)

$\Delta Limite$  é calculado pela diferença do limite obtido pela técnica de tempo real e o limite de projeto da linha. Cabe lembrar que em condições ambientais desfavoráveis o valor de  $\Delta Limite$  pode ser negativo.

Conforme apresentado na seção 3.3.4, para o estabelecimento dos montantes de energia para redespacho entre usinas, é necessário trabalhar com valores de energia e não mais com capacidade de corrente.

Para obtenção dos novos valores de geração por usina a partir dos novos limites de transmissão utiliza-se a inequação (36).

$$\Delta Limite \geq \Delta G1 - A \times FIG(1 - A) + \Delta G1 - B \times FIG(1 - B) + \dots \quad (36)$$

Onde:

- $\Delta G1 - A$  Montante de redespacho entre GRUPO 1 e Gerador A, (MW) limitado à energia turbinável do Gerador A
- $\Delta G1 - B$  Montante de redespacho entre GRUPO 1 e Gerador B, (MW) limitado à energia turbinável do Gerador B
- $FIG(1 - A)$  Fator de influência de geração sobre a LT em análise (adimensional) para redespacho entre GRUPO 1 e Gerador A
- $FIG(1 - B)$  Fator de influência de geração sobre a LT em análise (adimensional) para redespacho entre GRUPO 1 e Gerador B

Em relação às usinas da malha Leste, o GRUPO 1 não tem limitação de alocação de geração por ser muito maior em capacidade de geração e armazenamento. O método é aplicado em sequência, com a prioridade adequada, esgotando-se as margens de geração da primeira unidade antes de iniciar a segunda, para se alcançar o mínimo vertimento.

A Tabela 3.11 a seguir mostra as usinas prioritárias para aplicação da metodologia e os fatores de influência relativos ao GRUPO 1.

Tabela 3.11 – Prioridade de redespacho de geração

Redespacho	Fator de Influência (%)	Prioridade
UHE Aimorés – GRUPO 1	2,0	1
UHE Baguari – GRUPO 1	13	2
UHE Salto Grande – GRUPO 1	15	3
UHE Sá Carvalho – GRUPO 1	15	4
UHE Porto Estrela – GRUPO 1	17	5

O GRUPO 1 é representado pelas usinas de Furnas, Três Irmãos, Luiz Carlos Barreto, Mascarenhas de Moraes e usinas acima de Serra da Mesa.

Aplicando a metodologia para supressão dos vertimentos das usinas da malha Leste, verifica-se a eliminação da perda de energia local, sem violar a inequação de monitoramento da LT de 345 kV analisada, conforme pode ser observado no gráfico da Figura 3.10.

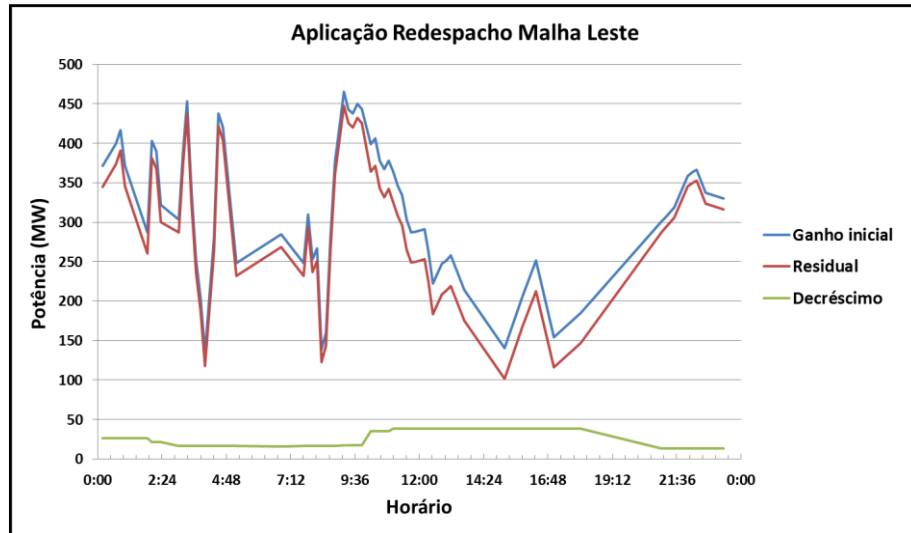


Figura 3.10 – Aplicação da Metodologia para Eliminação dos Vertimentos

Considerando a folga apresentada depois dos ajustes necessários para atender as usinas do Leste do estado de Minas Gerais, valor “Residual” da Figura 3.10, ajustou-se a geração das UHE Três Marias e Irapé para seus valores ótimos e verifica-se que não há violação do ganho adicional no limite. Os resultados são mostrados na Figura 3.11 a seguir.

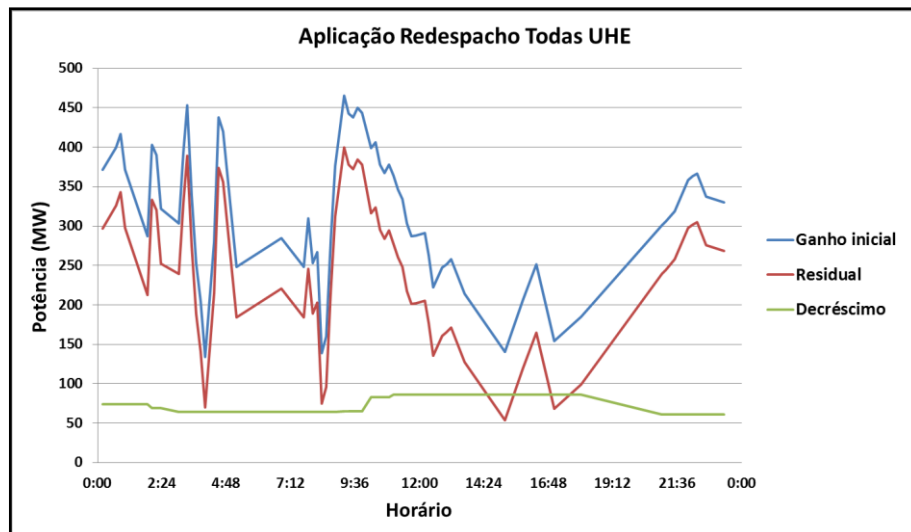


Figura 3.11 – Aplicação da Metodologia Incluindo Otimização

As Figura 3.12, Figura 3.13 e Figura 3.14 apresentam os valores medidos de intensidade de radiação solar ( $I_B$ ), temperatura ambiente ( $T_a$ ) e Ângulo de Incidência do Vento ( $\delta$ ), comparados aos valores determinísticos destas grandezas usados no projeto. As medições apresentadas nas figuras são usadas para o cálculo dos limites térmicos dinâmicos.

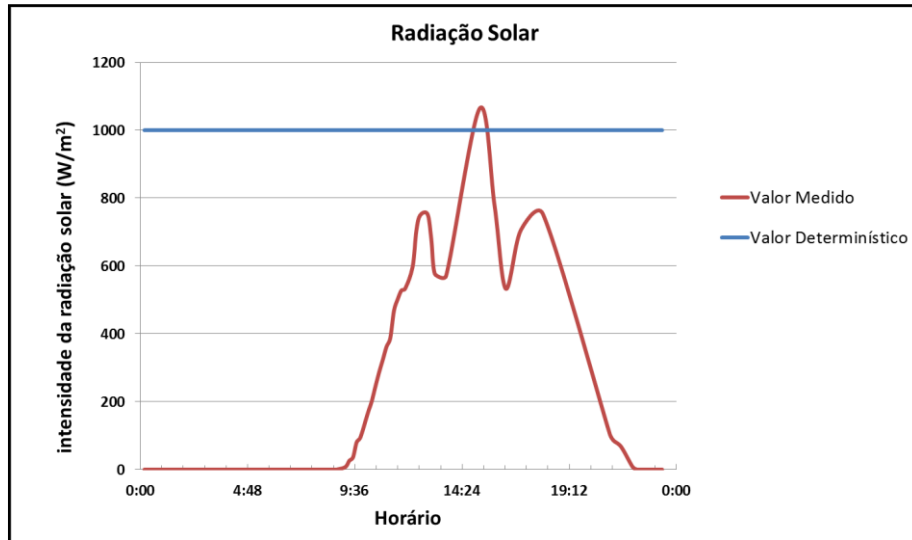


Figura 3.12 – Gráfico da Intensidade da Radiação Solar ( $I_B$ )

Como mostrado na Figura 3.12 o valor medido de radiação solar superou o valor determinístico em apenas uma medição no dia.

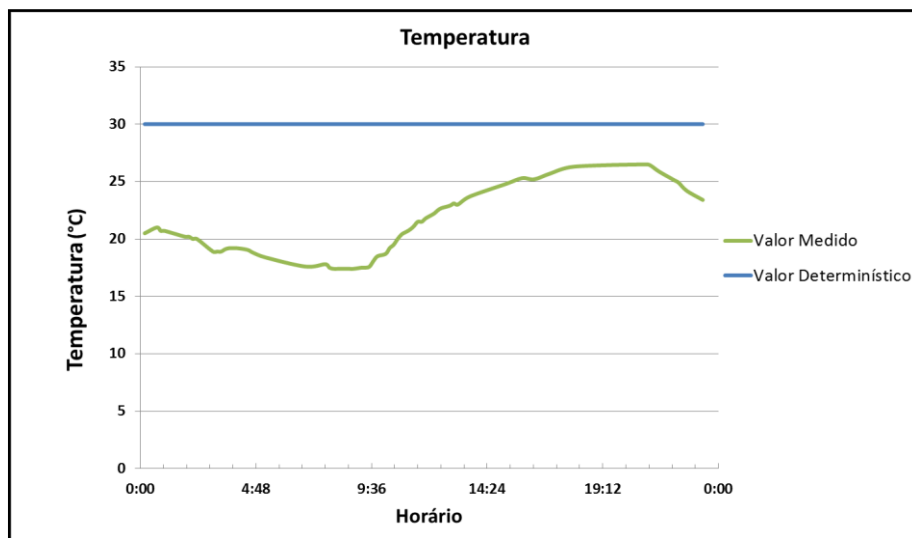


Figura 3.13 – Temperatura Ambiente ( $T_a$ )

O valor máximo da temperatura medida foi de 26,5°C, 3,5°C inferior ao valor determinístico usado no projeto.

A Figura 3.14 apresenta os ângulos de incidência do vento em relação ao eixo da LT.



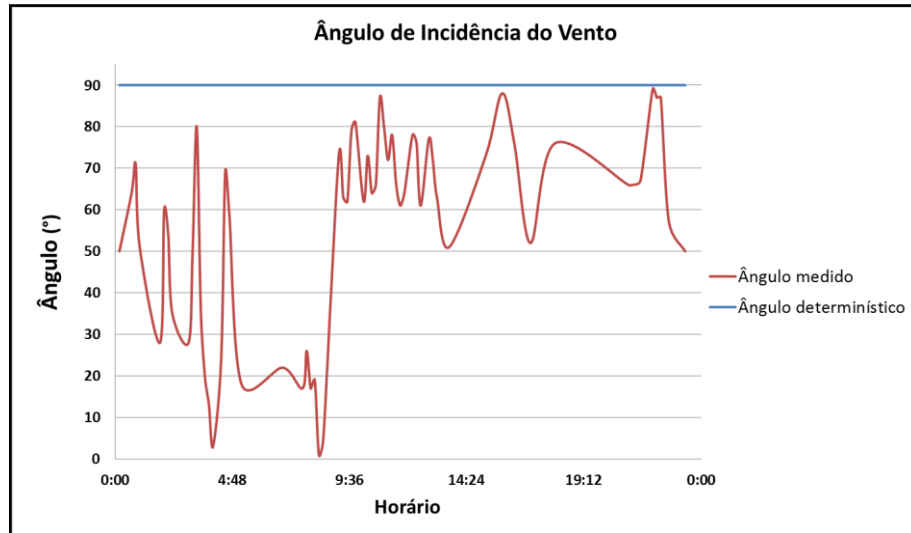


Figura 3.14 – Ângulo de Incidência do Vento ( $\delta$ )

O ângulo de incidência do vento sobre a LT teve grande variação, conforme Figura 3.14, contudo se observarmos o valor do  $K_{\text{ângulo}}$ , Figura 3.15, que influência diretamente na perda de calor por convecção, temos uma melhor avaliação dos reflexos na ampacidade.

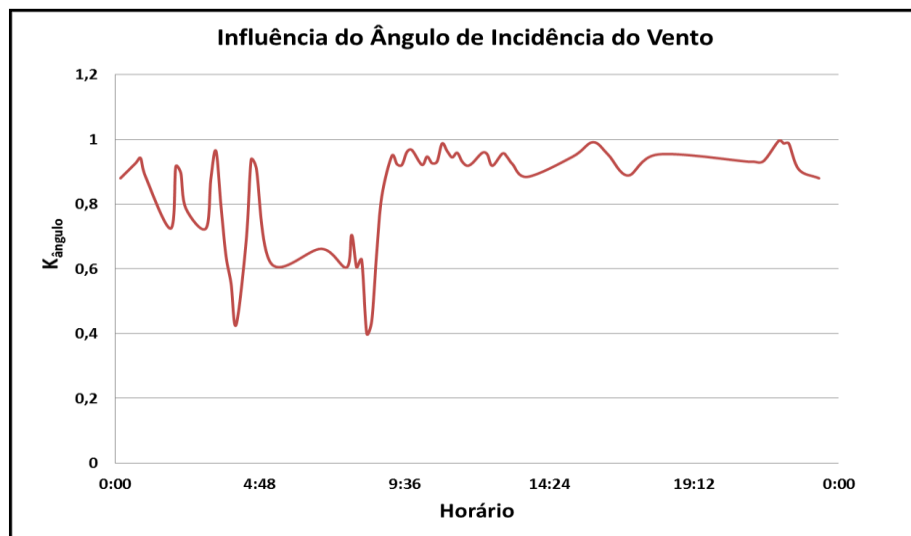


Figura 3.15 – Influência do Ângulo de Incidência

A violação da inequação de tempo real da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril elevou os custos de operação do sistema em fevereiro de 2012. A simulação da aplicação da metodologia de cálculo de limites térmicos dinâmicos para a LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril apresentou ganhos significativos na ampacidade da LT e, conseqüentemente, em energia que pode ser transmitida, evitando-se perdas por vertimentos em usinas a fio d'água e reduzindo-se o custo de operação do sistema.

Mesmo adequando o sistema para o ponto previsto no processo de otimização energética, o termo do lado esquerdo da inequação (34) permaneceu inferior ao limite dinâmico ao longo de todo o dia e com alguma folga. O valor mínimo de folga ocorreu às 15h00min de 54 A (32 MVA), conforme Figura 3.8, 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 ( $I_B$ ) observada,  $1064 \text{ W/m}^2$ , conforme Figura 3.12, à temperatura de  $25^\circ$ , próxima da máxima diária que foi de  $26,5^\circ\text{C}$ , Figura 3.13, resultando em uma ampacidade de 1524 A, apresentada na Figura 3.8. Vale lembrar que o valor da capacidade é influenciado, também, pelos valores predefinidos. Adicionalmente o valor medido de intensidade de radiação solar no dia analisado superou o preestabelecido para o cálculo da ampacidade da LT e proposto em [13] em um ponto da medição.

A título de apresentação para mostrar a variabilidade da grandeza, a Figura 3.16 abaixo apresenta os valores medidos da velocidade do vento ( $v$ ) e o valor determinístico usado quando do cálculo de projeto. As medições de velocidade do vento não foram usadas para o cálculo dos limites térmicos dinâmicos, conforme explicado anteriormente.

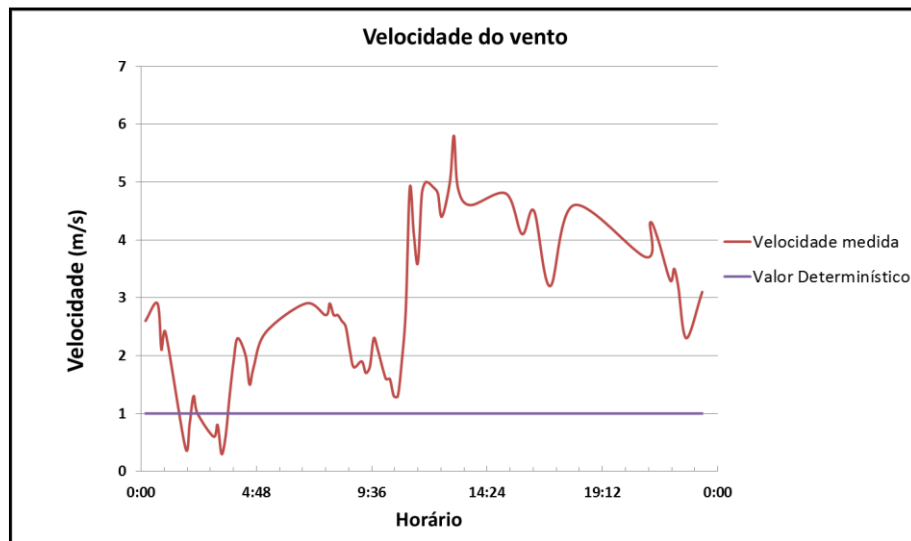


Figura 3.16 – Velocidade do Vento ( $v$ )

## CAPÍTULO 4- CONCLUSÕES

### 4.1. CONCLUSÕES

O setor elétrico brasileiro busca atender ao mercado nacional com segurança e universalização de acesso à energia elétrica com modicidade tarifária. Conforme apresentado, um dos aspectos que tem grande impacto na segurança e no custo de operação são as limitações das linhas de transmissão em função dos limites térmicos de seus cabos.

Diversos trabalhos tratam do tema ampacidade de linhas de transmissão e propõem alternativas. As principais propostas estão baseadas nas metodologias de cálculo determinístico, estatístico, previsões probabilísticas e em tempo real.

O método de cálculo determinístico é amplamente usado, sendo considerado muito conservativo devido ao grande espectro de tempo que seus limites devem atender.

A metodologia de cálculo de limites baseada em dados estatísticos tem evoluído no Brasil, com diversas formas de aplicação. Os ganhos médios são superiores a 16% sobre os limites determinísticos.

As previsões probabilísticas de ampacidade usualmente atendem horizontes de até dois dias com benefícios para os processos operativos neste período.

A metodologia que se apresenta com maior ganho em relação aos limites de carregamento e menores riscos para a operação é o cálculo de limite de ampacidade em tempo real. Com o adequado monitoramento, os ganhos podem chegar a 50%, sem elevação dos riscos para a operação. A possibilidade de aplicação de limites térmicos dinâmicos para linhas de transmissão pode agregar segurança na operação e, em situações de condições climatológicas favoráveis, aumento dos limites de transmissão com a correspondente redução dos custos de operação da rede.

A partir dos resultados apresentados de avaliação de sensibilidade de ampacidade em função dos parâmetros climatológicos e de envelhecimento dos cabos, bem como do cálculo da constante de tempo térmica do condutor e do caso real de restrição operativa apresentada, esta dissertação apresenta uma proposta de solução para o problema a partir da aplicação da metodologia de cálculo de limites dinâmicos.

A metodologia de cálculo de limite térmico dinâmico para a LT 345 kV Ouro Preto 2 – Taquaril demonstrou a viabilidade do despacho energético ótimo, com ganhos financeiros para a operação do sistema, e o promissor potencial da metodologia. Caso esta fosse uma solução setorial de investimento com instalação de mais equipamentos de monitoramento de linhas de transmissão, em circuitos selecionados em função de representarem restrições para o sistema, haveria grandes benefícios. A avaliação da viabilidade econômica deve contemplar a relação benefício/custo, considerando a regulação setorial vigente. Fica clara, também, a necessidade de estudos e análises aprofundados focados em aplicações práticas.

## **4.2. TRABALHOS FUTUROS**

A escolha das linhas de transmissão de maior interesse para investimento em monitoramento em tempo real, possibilitando o uso de limites térmicos dinâmicos, deve ser elaborada de forma criteriosa com horizonte compatível e prazos necessários para implantação da tecnologia, alcançando os benefícios para os agentes de operação. O tempo de teste do sistema de monitoramento e o aprendizado e treinamento das equipes, também devem ser contabilizados. Os estudos para desenvolvimento devem ser elaborados de forma conjunta com todos os agentes envolvidos para que haja segurança quanto ao uso da metodologia, apressando sua implantação.

Devem ser desenvolvidos trabalhos para subsidiar o ONS na criação de mecanismos que permitam o compartilhamento de informações e responsabilidades com os agentes de operação para que haja a maximização da segurança e redução dos custos sem a excessiva exposição de nenhum agente a riscos.

A Aneel deve adequar as regras vigentes para promover o uso de metodologias alternativas com os devidos arcabouços regulatórios de forma a incentivar a inovação e estabelecer a adequada remuneração aos agentes garantindo a integridade financeira das empresas, legítimos pilares do setor elétrico. Para tal serão necessários estudos mostrando os benefícios técnicos e sociais das soluções.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. *Relatório Gestão Agregada - Prestação de Contas Ordinárias Anual Relatório de Gestão do Exercício de 2012*, Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Último acesso em 16 de setembro 2013.
2. *Folder Institucional da Agência Nacional de Energia Elétrica*. Aneel. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Último acesso em 11 de agosto 2013.
3. Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Disponível em: [www.ons.org.br/procedimentos](http://www.ons.org.br/procedimentos). Último acesso em 5 de outubro 2013.
4. NOGUEIRA, M.M. et al. *Carregamento de Linhas de Transmissão Aéreas: Dos Critérios Determinísticos à Monitoração em Tempo Real*, XVI SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 2001.
5. NASCIMENTO, C. A .M. Do. e VASCONCELOS, J.A. *Análise Sistêmica da Ampacidade de Linhas Aéreas de Transmissão nas Abordagens Determinística e Estatística*, XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, 2007.
6. 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.
7. IEEE, *Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, IEEE, P738, 2006.
8. NBR 5422 – Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, Norma Técnica da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), março 1985.
9. R. ADAPA, D.A. DOUGLASS, *Applying Dynamic Thermal Ratings in System Operations*, CIGRE Report, 2006, Paris, France.
10. M. SCHMALE, R. PUFFER, M. HEIDEMANN, *Dynamic ampacity rating of conductor bars in highly loaded substations*, CIRED, paper 0823, 2013.
11. H.M. NGUYEN, B. GODARD, P. SCHELL, J.L. LILIEN, *Dynamic Line Rating as a key to optimize power line assets in a changing world for DSOs and TSOs. The European project TWENTIES demonstration inside Central Western Europe*, CIGRE, Lisboa, 2013.
12. CIGRÉ WG B22.12, *Thermal Behavior of Overhead Conductors*, ELECTRA, No. 207, August, 2002.
13. CIGRÉ WG B2.12, *Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings*, ELECTRA, No. 299, August, 2006.
14. H. BRAKELMANN, G. ANDERS, *Ampacity Reduction Factors for Cables Crossing Thermally Unfavorable Regions*, IEEE, Vol. 16, NO. 4, October 2001.
15. G. LI, Y. SUN, X. LI, *Available Transfer Capability Calculation Considering Amended Thermal Limits*, Sustainable Power Generation and Supply, IEEE, April 2009.

16. F. S. MOREIRA, T. OHISHI, J.I. DA SILVA FILHO *Influence of the Thermal Limits of Transmission Lines in the Economic Dispatch*, Power Engineering Society General Meeting IEEE, 2006.
17. E. HIRST, B. KIRBY, *Transmission planning for a restructuring U.S. electricity industry*, Technical report, Edison Electric Institute, June 2001
18. T. RINGELBAND, P. SCHAFFER, A. MOSER, *Probabilistic ampacity forecasting for overhead lines using weather forecast ensembles*, Institute of Power Systems and Power Economics of RWTH Aachen University, March 2012.
19. A. COSENTINO, C. KOSMANN, S. COLLE, R. HAAS, *Análise estatística da ampacidade sazonal da LT 525 kV Areia – Campos Novos, utilizando-se técnica de downscaling de dados meteorológicos, com apoio em mapeamento a laser*, XIX SNTPEE, Outubro 2007.
20. C.A.M. NASCIMENTO, *Cálculo da Ampacidade de Linhas Aéreas de Energia Considerando a Influência da Camada Limite da Atmosfera*, Tese de D.Sc., UFMG, Belo Horizonte, 2009.
21. MORGAN, V. T. *Thermal Behaviour of Electrical Conductors – Steady, Dynamic and Fault-Current Ratings*, Research Studies Press Ltd, 1991.
22. CEMIG, *Estudo do Método de Morgan para Cálculo de Corrente de Cabos Condutores Aéreos*, 30000-ER/LT, 1995.
23. Nota Técnica nº 038/2005–SRT, ANEEL, 2005.
24. M.W Davis, *A new thermal rating approach: the real time thermal rating system for strategic overhead conductor transmission lines*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS97, pp. 810-825, Mar./Apr. 1978.
25. D. MUFTIC, S. BEGLEY, *Ampacity evaluation – analysis of CIGRE model for steady state*, Cigre Working Group document 22-92(WG12)01.
26. BOOKER, J. R. *Natural aging of non-energized aluminum conductors*. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Paper 86 WM158-0, 1986.
27. D.A. DOUGLASS, A.A. EDRJS, *Real-time monitoring and dynamic thermal rating of power transmission circuits*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, Nº 3, July 1996.
28. G. LLOYD, R.G. BOUCHET, L. ZOU, C. AN, *Real-Time thermal rating and active control improved distribution network utilization*, Universities Power Engineering Conference, September 2012.
29. *Relatório de Informações ao Público – Relatório Geral de Preços*, CCEE, Nº 34, fevereiro 2012
30. *Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral - Janeiro – Abril 2012*, Vol. 5 – Área Minas Gerais, ONS, novembro 2011.

31. *Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal – Fevereiro de 2012*. ONS, Janeiro 2012.
32. *Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO de Fevereiro 2012*. ONS, Janeiro 2012.
33. *Informe Especial Bacia do Rio Doce*. Agência Nacional de Águas (ANA), 2013.
34. *Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT*. ONS. Disponível em: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/dados\\_tecnicos.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx). Último acesso em 7 de julho 2013.
35. F. LEON, *Major Factors Affecting Cable Ampacity*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006
36. C.A.M. NASCIMENTO, J.M.C. BRITO, E.B.G. FILHO, G.E. BRAGA, G.C. MIRANDA, A.Q. BRACARENCE, S. UEDA, *The State of the Art for Increased Overhead Line Ampacity Utilizing New Technologies and Statistical Criteria*, IEEE Transmission and Distribution Conference, 2004.