

Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

# **Influência do Cálculo da Ampacidade no Despacho da Operação**

**Autor: Frederico Silva Moreira**

**Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi**

**Tese de Doutorado** apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Automação.**

## Banca Examinadora

Takaaki Ohishi, Prof. Dr. .... DENSIS/FEEC/Unicamp  
Roberto Nogueira Fontoura Filho, Prof. Dr. .... ELE/FEN/UERJ, ONS  
Ronaldo Bosignoli, Prof. Dr. .... EE/USS, CEPTEL  
Secundino Soares Filho, Prof. Dr. .... DENSIS/FEEC/Unicamp  
Luiz Carlos Pereira da Silva, Prof. Dr. .... DSCE/FEEC/Unicamp  
Carlos Alberto de Castro Jr, Prof. Dr. .... DSEE/FEEC/Unicamp

Campinas, SP

Fevereiro/2006



# Resumo

Em sistemas elétricos, um dos principais fatores limitantes do transporte de energia é a temperatura do condutor. Conhecendo-se a potência transportada através do sistema de transmissão, suas linhas, as seções mais críticas e o clima da região onde se encontram, podemos calcular a temperatura real do condutor, proporcionando em determinadas condições, um aumento da capacidade de transmissão, sem comprometer a segurança operacional. Como no projeto da linha de transmissão a sua capacidade é baseada em estimativas muito conservadoras, uma linha aparentemente sobrecarregada poderia causar em alguns momentos, uma alteração desnecessária no despacho dos geradores e nos demais controles do sistema. Nesta tese são propostos dois estudos de influências das condições climáticas no despacho da operação. A primeira considera os limites na transmissão como sendo variáveis e dependentes das condições climáticas a que estão submetidos. A segunda forma de operação utiliza como dados de entrada para o despacho as resistências das linhas de transmissão atualizadas pela sua temperatura de operação.

**Palavras-chave:** Energia elétrica - Transmissão, Meteorologia, Sistema de energia elétrica, Otimização matemática.

# Abstract

In electrical systems, one of the main factors limiting the energy transport is the temperature of the conductor. By knowing the power transmitted through the transmission system, its lines, the critical sections and the climate of the region where they are located, the real temperature of the conductor can be calculated, providing, in determined conditions, an increase of the transmission capacity, without compromising the operational security. Since in the project of a transmission line its capacity is based on very conservative estimates, an apparently overloaded line could cause at some moments an unnecessary alteration in the dispatch of the generators and in other controls of the system. In this thesis are proposed two studies of the climatic conditions influence in the operation dispatch. The first considers the transmission limits as variable and dependent of the climatic conditions to which they are submitted. The second form of operation uses as input data for the dispatch the resistances of the transmission lines updated by their operation temperature.

**Keywords:** Electric power transmission, Meteorology, Electric power systems, Mathematical optimization.

# Agradecimentos

Ao meu orientador, Prof. Takaaki Ohishi, sou grato pela orientação.

Ao colega João Ignácio da Silva Filho, um dos maiores especialistas na área de ampacidade, pelos ensinamentos e conselhos.

Aos demais colegas de pós-graduação e do CEPEL, pela amizade, críticas e sugestões.

Aos amigos e à minha família, pelo incentivo e pela confiança.

Ao CNPq e ao CEPEL, pelo apoio financeiro e disponibilização de instalações e equipamentos.

Gostaria de fazer um agradecimento especial à minha esposa Hana, pelo amor, paciência e apoio em todas as horas.

Dedico esta tese ao meu pai, João Emídio Alves Moreira (in. memorian).

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução Geral</b>	<b>1</b>
<b>2 Operação do Sistema Elétrico</b>	<b>5</b>
2.1 Introdução . . . . .	5
2.2 Planejamento da Operação . . . . .	6
2.3 Despacho da Operação e Fluxo de Potência Ótimo . . . . .	10
2.4 Operação da Transmissão . . . . .	14
<b>3 Cálculo da Temperatura do Condutor e Variáveis Climáticas</b>	<b>17</b>
3.1 Introdução . . . . .	17
3.2 Variáveis Climáticas . . . . .	18
3.3 Cálculo da Temperatura do Condutor . . . . .	22
3.3.1 Equação de Balanço de Calor . . . . .	22
3.3.2 Modelo de Cálculo da Temperatura . . . . .	25
3.4 Análise de Sensibilidade . . . . .	31
<b>4 Ampacidade</b>	<b>37</b>
4.1 Introdução . . . . .	37
4.2 Ampacidade Determinística . . . . .	39
4.3 Ampacidade Estatística . . . . .	41
4.4 Medição em Tempo Real . . . . .	46
4.5 Previsão de Temperatura . . . . .	51
4.6 Experiências das Empresas com o uso da Ampacidade . . . . .	53

<b>5</b>	<b>Influência do Limite Térmico no Despacho da Geração</b>	<b>57</b>
5.1	Introdução . . . . .	57
5.2	Metodologia Proposta . . . . .	59
5.3	Formulação do Problema . . . . .	59
5.4	Testes e Resultados . . . . .	62
5.4.1	Sistema de 5 barras . . . . .	62
5.4.2	Sistema IEEE 14 barras . . . . .	67
5.4.3	Sistema brasileiro . . . . .	74
5.5	Considerações Finais . . . . .	76
<b>6</b>	<b>Influência da Temperatura do Condutor nas Perdas Elétricas do Sistema</b>	<b>79</b>
6.1	Introdução . . . . .	79
6.2	A Metodologia . . . . .	80
6.3	Testes e Resultados . . . . .	84
6.3.1	Sistema IEEE 14 barras . . . . .	84
6.3.2	Sistema IEEE RTS 24 barras . . . . .	97
6.3.3	Sistema brasileiro . . . . .	115
<b>7</b>	<b>Conclusão Geral</b>	<b>119</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>122</b>
<b>A</b>	<b>Sistemas Utilizados para os Testes</b>	<b>131</b>
A.1	Sistema IEEE 14 Barras . . . . .	131
A.2	Sistema IEEE RTS 24 Barras . . . . .	133
A.3	Sistema Brasileiro . . . . .	138
<b>B</b>	<b>Função de Produção de Energia Elétrica para Hidrelétricas</b>	<b>139</b>
B.1	Funções de Produção de Energia Elétrica . . . . .	139
B.2	Perdas na Operação de uma Usina Hidrelétrica . . . . .	142
<b>C</b>	<b>Exemplos de cálculo da ampacidade estatística</b>	<b>147</b>
C.1	Utilização da Metodologia . . . . .	147
C.2	Aplicação da metodologia em uma LT nova . . . . .	148
C.3	Aplicação da metodologia em uma LT existente . . . . .	149
C.4	Exemplo de cálculo para a determinação da temperatura de projeto de uma linha nova	150

---

**D Coeficientes  $K_i$  para as Condições Atmosféricas****155**

# Lista de Figuras

2.1	Diagrama esquemático do sistema hidrotérmico. . . . .	6
2.2	Etapas do planejamento da operação . . . . .	8
2.3	Programação da geração da usina <i>i</i> para o horizonte de curto prazo. . . . .	10
2.4	Método de pontos interiores . . . . .	13
2.5	Áreas de controle, monitoração e interesse. . . . .	13
2.6	Limites aproximados das linhas de transmissão em função da distância . . . . .	14
3.1	Total diário de radiação incidente na superfície. . . . .	19
3.2	Mapa de ventos do Brasil . . . . .	20
3.3	Previsão da temperatura do ar . . . . .	21
3.4	Previsão do vento . . . . .	22
3.5	Balanco de calor no condutor . . . . .	23
3.6	Exemplo da variação da temperatura do cabo . . . . .	32
3.7	Variação da temperatura com a velocidade do vento . . . . .	33
3.8	Variação da temperatura com a corrente do condutor . . . . .	33
3.9	Variação da temperatura com a direção do vento . . . . .	34
3.10	Variação da temperatura do condutor com a temperatura ambiente . . . . .	35
3.11	Variação da temperatura do condutor com a radiação solar . . . . .	35
3.12	Variação da temperatura do condutor com a radiação solar e a absorção . . . . .	36
4.1	Distância de segurança . . . . .	37
4.2	Técnicas de estudo da ampacidade . . . . .	39
4.3	Função densidade de probabilidade log-normal a três parâmetros. . . . .	43
4.4	Sensor de temperatura e corrente . . . . .	48
4.5	Sensor de tração mecânica . . . . .	49
4.6	Sensor de distância . . . . .	49

---

4.7	Previsão da temperatura, método completo e direto . . . . .	53
5.1	Capacidade de transmissão de energia . . . . .	58
5.2	Sistema de 5 barras e 5 geradores. . . . .	62
6.1	Composição da perda numa LT 500 kV - valores típicos . . . . .	80
6.2	Variação da perda Joule de uma LT 500 kV com a temperatura de operação dos condutores. . . . .	81
6.3	Variação da resistência com a temperatura. . . . .	82
6.4	Diagrama da otimização das perdas considerando a temperatura do condutor . . . . .	83
6.5	Divisão climática da rede IEEE RTS 24 barras. . . . .	98
6.6	Divisão climática da sub-rede de estudo. . . . .	116
A.1	Diagrama da rede IEEE 14 barras . . . . .	131
A.2	Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 24 Barras. . . . .	134
A.3	Sistema elétrico brasileiro . . . . .	138
B.1	Curva de rendimento de uma turbina hidráulica (Curva Colina). . . . .	141
B.2	Curva Colina de turbina do tipo Francis. . . . .	144
B.3	Curva de perda da usina de Jurumirim. . . . .	146
C.1	Distribuição de probabilidade de temperatura nos cabos . . . . .	151

# Lista de Tabelas

3.1	Faixas do número de Rayleigh, $A$ e $m$ . . . . .	28
3.2	Valores das constantes $B$ e $n$ para vários valores de rugosidade . . . . .	29
3.3	Emissividade e absorção de condutores (Morgan). . . . .	31
4.1	Características dos sistemas de monitoração . . . . .	50
4.2	Ganho de carregamento do critério estatístico quando comparado ao determinístico. . . . .	55
5.1	Dados da rede de transmissão de 230 kV. . . . .	62
5.2	Custo com limite determinístico (660 MVA) . . . . .	64
5.3	Custo com limite estatístico (769 MVA) . . . . .	65
5.4	Custo com monitoração, condição favorável (1188 MVA) . . . . .	66
5.5	Custo com monitoração, condição desfavorável (636 MVA) . . . . .	66
5.6	Resultados para o sistema de 5 barras . . . . .	67
5.7	Rede IEEE 14, sem limites de fluxo nas linhas: grandezas no limite. . . . .	68
5.8	Rede IEEE 14, sem limites de fluxos nas linhas: relatório de barras . . . . .	68
5.9	IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: grandezas no limite. . . . .	69
5.10	Rede IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: relatório de barras. . . . .	70
5.11	Rede IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: variações nos controles. . . . .	70
5.12	Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: grandezas no limite. . . . .	71
5.13	Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: relatório de barras. . . . .	72
5.14	Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: variações nos controles. . . . .	72
5.15	Rede IEEE 14, com limites menores de fluxos nas linhas: grandezas no limite. . . . .	73
5.16	Rede IEEE 14, com limites estatísticos de fluxos nas linhas: resultados . . . . .	74
6.1	Características dos condutores. . . . .	82
6.2	Caso base da rede IEEE 14 barras: solução inicial do FPO. . . . .	85
6.3	Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso A. . . . .	86

6.4	Caso Base com resistências atualizadas pela temperatura do Caso A. . . . .	86
6.5	Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso A. . . . .	87
6.6	Caso A: solução final. . . . .	88
6.7	Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso B. . . . .	88
6.8	Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso B. . . . .	89
6.9	Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso B. . . . .	89
6.10	Caso B: solução final. . . . .	90
6.11	Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso C. . . . .	90
6.12	Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso C. . . . .	91
6.13	Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso C. . . . .	91
6.14	Caso C: solução final. . . . .	91
6.15	Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso D. . . . .	92
6.16	Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso D. . . . .	93
6.17	Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso D. . . . .	93
6.18	Caso D: solução final. . . . .	93
6.19	Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso E. . . . .	95
6.20	Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso E. . . . .	95
6.21	Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso E. . . . .	96
6.22	Caso E: solução final. . . . .	96
6.23	Resumo de todos os casos. . . . .	97
6.24	Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso Base. . . . .	100
6.25	Cálculo das resistências do sistema IEEE RTS 24 para o caso inicial. . . . .	101
6.26	Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 1. . . . .	102
6.27	Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 2. . . . .	104
6.28	Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 2. . . . .	105
6.29	Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 3. . . . .	107
6.30	Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 3. . . . .	108
6.31	Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 4 . . . . .	110
6.32	Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso 4. . . . .	111
6.33	Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 5 . . . . .	113
6.34	Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso 5. . . . .	114
6.35	Comparação das perdas ativas do Sistema IEEE RTS 24 barras . . . . .	115
6.36	Dados das 5 regiões climáticas. . . . .	116
6.37	Cálculo das temperaturas das LTs do sistema brasileiro. . . . .	118

---

A.1	Dados de barras do sistema IEEE 14 barras . . . . .	132
A.2	Dados dos circuitos do sistema IEEE 14 barras . . . . .	133
A.3	Sumário do sistema IEEE RTS 24 barras - Totais por Área . . . . .	135
A.4	Dados de barras do sistema IEEE RTS 24 barras . . . . .	135
A.5	Dados dos geradores do sistema IEEE RTS 24 barras . . . . .	136
A.6	Dados dos circuitos do sistema IEEE RTS 24 barras. . . . .	137
D.1	Dados dos coeficientes $K_i$ para as condições atmosféricas . . . . .	155

# Capítulo 1

## Introdução Geral

Para uma operação econômica e segura de um sistema de potência são importantes os modelos de despacho baseados em fluxo de potência ótimo, pois estes modelos permitem levar em conta tanto os custos operacionais como também os requisitos operativos, tais como as equações de fluxo de potência e os limites operativos dos equipamentos. Em particular, os limites de transmissão são importantes, pois podem impactar de forma significativa o despacho de geração.

Dada a carga e a geração, assumindo-se certos critérios, estabelece-se o programa de planejamento da transmissão, que é determinativo. A postergação da expansão do sistema de transmissão, leva a uma operação mais próxima à sua capacidade. No Brasil, esta situação estava sendo iniciada, pois, nas últimas décadas, o sistema elétrico brasileiro não estava acompanhando o aumento do consumo de energia elétrica, seja por falta de recursos para investimentos ou por dificuldades para a liberação de novos corredores de passagem, em função de restrições ambientais. A partir da década de 90, com a reestruturação do setor elétrico, foram retomados os investimentos na transmissão. Atualmente tem sido implantado mais de 3000 km de novas linhas por ano.

Outros países, preocupados com a modicidade tarifária, com o uso de novas tecnologias, estão adotando como alternativa, operar os sistemas de transmissão existentes, próximo ao limite de sua capacidade de transporte, sem, contudo, colocar em risco a integridade dos seus componentes físicos e, principalmente, da sua confiabilidade operacional (Douglas et al., 2000).

A temperatura superficial dos condutores é um parâmetro determinante da capacidade de transporte de uma linha de transmissão (LT), com efeitos nas características eletro-mecânicas e metalúrgicas dos materiais do condutor e na redução das distâncias entre partes vivas e aterradas (Davidson and Donoho, 1969; Schurig and Frick, 1930). Ela resulta da interação do condutor e das características elétricas do sistema de transmissão com o meio ambiente, o que lhe confere toda a aleatoriedade das condições climáticas da região atravessada pela LT. Conhecer o seu valor em tempo real (Black

and Byrd, 1983; Wong et al., 1982) e a previsão do seu valor máximo, em horizontes que podem variar de horas até dias (Bosignoli et al., 1995; Bosignoli and Silva Filho, 1999; Cabetas et al., 1996; Domingues, 2002), facilita o estabelecimento e manutenção da confiabilidade do sistema sob o ponto de vista do planejamento, projeto, operação e manutenção de linhas de transmissão.

Como a maioria das LTs foi projetada segundo critérios onde o cálculo da temperatura máxima é determinístico (GTCP/CTST/GCPS, 1984; NBR5422, 1985), a consideração de metodologias probabilísticas (Bianchi Jr. et al., 1997; Força Tarefa, 1993), permitiria aumentar a capacidade de transporte das LTs.

Nesta tese são propostos dois estudos. O primeiro estuda a influência das condições climáticas sobre o limite de transmissão e a conseqüente alteração no despacho da geração. O segundo analisa a influência da temperatura sobre as resistências das linhas e conseqüentemente sobre as perdas na transmissão.

As limitações presentes nas linhas de transmissão restringem o transporte de energia impondo custos adicionais ao sistema (Kimball, 1997), (Fernandes and Almeida, 2002) e (Fernandes and Almeida, 2003). Nos períodos de maior demanda, nem toda a potência gerada pelas usinas de menor custo pode ser transportada, sendo a demanda atendida por usinas de custo maior, as quais só operam na presença de restrições na transmissão. A capacidade nas linhas de transmissão para transferir energia entre os diferentes nós da rede determina o grau de competição entre os geradores. Uma capacidade ilimitada na transmissão conduz a um mercado mais competitivo. Quando uma linha atinge o seu limite máximo de carregamento, tende a causar desligamentos indesejáveis, cortes de carga, aumento do custo operacional e das perdas, etc.

Para abordar o problema, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite, de maneira simples, determinar a capacidade máxima de transporte de corrente, nos condutores aéreos, em função do aquecimento provocado pela corrente sob a influência de determinados parâmetros meteorológicos. Adicionalmente, o monitoramento da temperatura nos trechos críticos da linha de transmissão, permite prever a cada hora a capacidade de transmissão, utilizando os períodos favoráveis para fazer o despacho econômico e os não favoráveis para manter a segurança da transmissão.

A demonstração dos conceitos utilizados e das metodologias propostas será feita inicialmente em sistemas de pequeno porte. Em seguida, as mesmas serão aplicadas num sistema real de grande porte baseado no sistema brasileiro. O programa usado para a otimização dos sistemas é o FLUPOT (Granville, 1994), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. Os cálculos das temperaturas dos condutores serão realizados considerando-se condições climáticas reais e para cada linha de transmissão individualmente. Para a modelagem dos dados meteorológicos se utilizou bancos de dados reais com no mínimo três anos de dados coletados. O cálculo da temperatura

---

do condutor será feita por diferentes metodologias: modelo determinístico, modelo probabilístico e simulada por um sistema de medição em tempo real.

A estrutura da tese segue a seguinte organização:

No capítulo 2, será apresentada uma descrição geral da operação dos sistemas elétricos com o intuito de situar o despacho da operação, com as restrições operativas da transmissão, dentro do contexto da operação global do sistema.

O capítulo 3 fará um levantamento das variações climáticas encontradas no território brasileiro e revisará as metodologias de cálculo da temperatura de condutores, indicando quais variáveis climáticas influem na temperatura do condutor e analisando o impacto dessas variáveis na temperatura de uma linha de transmissão.

No capítulo 4, serão introduzidos o conceito de ampacidade da linha de transmissão e as metodologias atualmente disponíveis. Serão analisados os equipamentos para medição em tempo real da temperatura e as técnicas para previsão da temperatura do condutor.

O capítulo 5 apresentará uma proposta para o despacho da operação que considerará os limites térmicos de determinadas LTs sendo calculados por diferentes metodologias. Os limites térmicos dessas LTs serão limitados pela temperatura de operação e a corrente máxima será dependente das condições climáticas reais atuantes nos condutores.

No capítulo 6 será proposta uma forma inovadora de programar a operação, levando em consideração as temperaturas reais das LTs para atualizar as resistências das LTs, aproveitando as condições climáticas favoráveis das regiões para fazer o despacho da geração reduzindo as perdas ôhmicas do sistema.

As conclusões e principais contribuições desta pesquisa, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros poderão ser vistas no capítulo 7.

## Capítulo 2

# Operação do Sistema Elétrico

### 2.1 Introdução

O sistema elétrico brasileiro apresenta características especiais que fazem com que ele seja diferente da maioria dos sistemas encontrados no mundo. A sua geração predominantemente hidráulica, com diversas bacias hidrográficas, as quais muitas vezes apresentam comportamentos hidrológicos complementares, exige um grande intercâmbio energético entre elas, tornando necessária a construção de uma malha de transmissão longa e de grande porte. Para gerenciar a operação elétrica e energética de todos os componentes desse sistema, distribuídos ao longo do país, tornou-se necessário o desenvolvimento de modelos específicos de difícil equacionamento.

O problema do planejamento da operação de sistemas elétricos é definido como o conjunto de estudos de caráter elétrico e energético, e pode ser dividido em diversas etapas separadas de acordo com o horizonte de estudo, do longo prazo até o despacho horário. Em cada etapa a representação da aleatoriedade das afluições às usinas hidrelétricas e o detalhamento do sistema elétrico é diferente.

No planejamento de longo prazo é importante analisar o impacto dos períodos de chuvas e secas prolongadas na operação do sistema, a sua probabilidade de ocorrência e a capacidade de regularização plurianual do sistema brasileiro. Nesta fase as usinas hidrelétricas são representadas de forma simplificada através de sistemas equivalentes e existe uma representação detalhada da estocasticidade das afluições através da análise de diversos cenários hidrológicos. Na medida em que o horizonte de estudo diminui, a incerteza sobre as afluições futuras também diminui, porém aumenta a necessidade de uma representação mais detalhada das usinas hidrelétricas, térmicas e da rede de transmissão.

Num despacho da geração, a potência gerada em cada usina, em conjunto com as cargas distribuídas ao longo da rede, determinam os fluxos de potência através das linhas de transmissão. Podem ocorrer casos em que uma determinada distribuição de geração entre as usinas resulte em sobrecar-

gas de linhas de transmissão, podendo ocasionar panes no sistema, comprometendo o fornecimento do serviço. Para evitar situações como esta, os modelos devem incorporar os limites de fluxo nas linhas de transmissão, as restrições de carregamento de transformadores e outros equipamentos nas subestações, atendendo aos critérios de confiabilidade e de segurança da rede.

## 2.2 Planejamento da Operação

A figura 2.1 mostra um diagrama de um sistema hidrotérmico (Fracaro, 1994), em que H representa as usinas hidrelétricas, G as usinas térmicas e C as cargas.

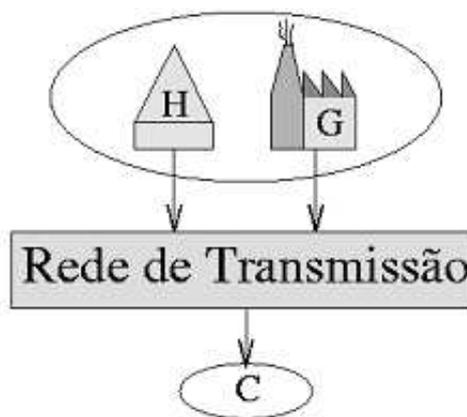


Fig. 2.1: Diagrama esquemático do sistema hidrotérmico.

A operação de sistemas hidrotérmicos visa atender a demanda de energia elétrica de maneira econômica e confiável (Coopers & Lybrand, 1997).

Em virtude dos recursos energéticos em sistemas de energia elétrica serem variáveis ao longo do tempo (características dinâmicas) e limitados, faz-se necessário o planejamento de sua operação (Coopers & Lybrand, 1997), o qual tem como objetivo definir uma estratégia de operação deste sistema. Este planejamento deve ser dimensionado de forma a:

1. considerar as variações sazonais destes recursos;
2. atender à demanda de carga com critérios de garantia adequados;
3. atender aos vários propósitos destes recursos;
4. respeitar as restrições operacionais dos sistemas hidráulico, térmico e de transmissão.

Trata-se de um problema complexo devido às incertezas de (1) e (2), à característica multi-objetiva de (3) e às restrições operacionais (4).

Em termos matemáticos, o planejamento da operação mostra-se um problema estocástico e não-linear, o que o torna computacionalmente complexo para sistemas reais de grande porte. A complexidade e dimensão do problema exigem, então, uma decomposição do mesmo. Com isto, o planejamento da operação deve ser dividido em etapas, que formam a Cadeia de Planejamento.

Dentro da Cadeia de Planejamento dois aspectos importantes são analisados:

a. Aspecto energético

Em sistemas hidrotérmicos, a disponibilidade de recursos hidroenergéticos é variável ao longo do tempo e por isso torna-se interessante acumular recursos em períodos de grande disponibilidade (períodos chuvosos) para a sua posterior utilização em períodos de baixa disponibilidade. Este gerenciamento é conhecido como operação energética.

b. Aspecto elétrico

Este segundo aspecto diz respeito à operacionalidade do sistema e está mais relacionado com a operação em tempo real, e com a operação do sistema de transmissão. A preocupação aqui é assegurar que a solução obtida através dos estudos de planejamento seja operacionalmente realizável. A compatibilização entre os aspectos operacionais e o gerenciamento dos recursos energéticos é realizada no planejamento de curto prazo, onde uma programação da operação para um curto horizonte de tempo, que seja operacionalmente factível e coerente com as metas estabelecidas pelos planejamentos de médio e longo prazo é determinada.

Em sistemas com forte predominância hidráulica faz-se necessário um planejamento da operação considerando um horizonte de vários anos à frente, de modo a levar em conta, além da sazonalidade anual sobre as aflúncias, a possibilidade de uma seqüência de anos com baixos índices pluviométricos.

Devido a tal horizonte, e à complexidade do problema, a Cadeia de Planejamento deve ser ainda dividida em função do alcance de suas decisões no tempo, ou seja, em decisões que surtam efeito a curto, médio e longo prazo, conforme Figura 2.2 apresentada a seguir.

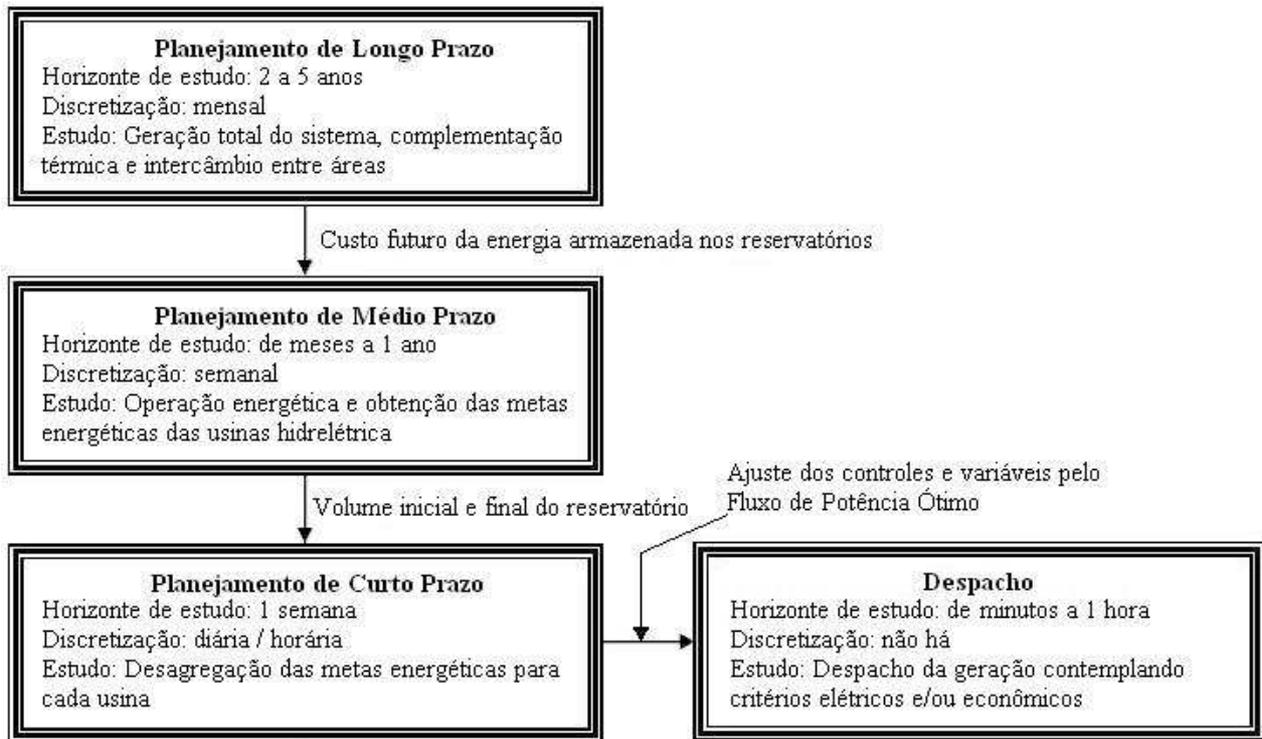


Fig. 2.2: Etapas do planejamento da operação

### 1. Planejamento de Longo Prazo (PLP)

No PLP considera-se a operação com um horizonte de até 5 anos à frente (Cruz Jr., 1994), onde os sistemas hidráulico e térmico são representados, respectivamente, por um único reservatório equivalente, expressos em termos de energia, e uma única unidade térmica equivalente também em termos de energia. O objetivo é avaliar as condições de atendimento dos requisitos de mercado, em termos de economia e confiabilidade energética. Determina-se, nesta etapa, a proporção entre a geração hidráulica total e a geração térmica total ao longo do horizonte e o correspondente custo marginal. No caso do sistema sul/sudeste brasileiro o horizonte considerado é de 5 anos;

### 2. Planejamento de Médio Prazo (PMP)

Nesta etapa, os sistemas hidráulico e térmico têm a operação das unidades geradoras consideradas de maneira individualizada, relativo ao primeiro ano do horizonte de longo prazo.

O objetivo desta etapa é determinar uma política de operação individualizada para cada unidade geradora, atendendo às suas restrições operativas e à demanda global a cada intervalo, de acordo com os custos definidos no planejamento de longo prazo.

Este planejamento determina a disponibilidade semanal de recursos para cada reservatório, em termos de volume total de água a ser utilizado durante cada semana. Este dado é fornecido ao planejamento de curto prazo e constitui a meta energética de curto prazo a ser satisfeita pelo planejamento de curto prazo.

### 3. Planejamento de Curto Prazo (PCP)

Neste planejamento determina-se a alocação da geração entre as unidades hidroelétricas e térmicas sobre um horizonte de curto prazo (Bulcão and Ohishi, 1994), usualmente uma semana, discretizada em intervalos horários ou menores. Por se tratar de um problema de planejamento para um horizonte muito próximo da operação em tempo real, este planejamento tem por objetivo a compatibilização da operação elétrica em tempo real com a operação energética (operação de médio/longo prazo). Ou seja, o planejamento de curto prazo fornece à operação em tempo real uma referência, visando assegurar uma maior confiabilidade e economia energética do sistema. Dessa forma, o planejamento de curto prazo deve considerar detalhadamente as condições operacionais do sistema, de modo a assegurar uma programação operacionalmente factível e coerente com as metas energéticas semanais.

A operação de curto prazo de sistemas hidráulicos de grande porte é bastante complexa devido aos acoplamentos hidráulicos entre as unidades, à utilização dos recursos hídricos para outros fins como navegação, irrigação, etc., às restrições ambientais, às unidades hidroelétricas com faixas de operação descontínuas e ao controle de cheias. Nestes sistemas as unidades produtoras localizam-se, em geral, distantes dos centros de consumo, necessitando assim de um sistema de transmissão de grande porte. Em função disso, torna-se necessário considerar as restrições do sistema de transmissão, pois as suas limitações podem interferir na definição da política de geração.

No sistema de transmissão, transporta-se potência ativa e reativa, e a relação entre geração, demanda de carga e fluxo de potência ativa e reativa é dada por um conjunto de equações não lineares, conhecidas como equações de Fluxo de Carga ou de Fluxo de Potência.

A resolução seqüencial de um fluxo de potência ótimo (Soares and Salmazo, 1997), para cada intervalo de tempo  $t$ , ilustrada na Figura 2.3 determina uma programação da operação para cada unidade geradora ao longo do horizonte de curto prazo, o qual assegura o atendimento das restrições de transmissão.

Nesta área podemos destacar dois grupos de modelos: os modelos com a rede de transmissão representada por um modelo C.C. (Habibollahzadeh and Bubenko, 1986; Ohishi et al., 1991; Pereira and L.M.V.G., 1981), e os modelos com representação não linear do sistema de transmissão C.A. (Bonaert et al., 1972; Nanda and Bijwe, 1981; Wei et al., 1998, 2000). Em termos de técnica de resolução, aqui a predominância são os métodos baseados em Programação Matemática.

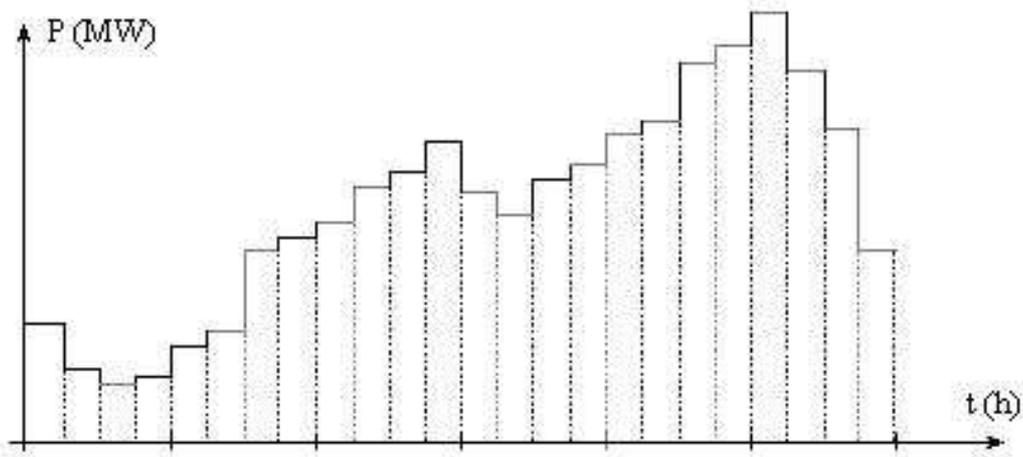


Fig. 2.3: Programação da geração da usina  $i$  para o horizonte de curto prazo.

## 2.3 Despacho da Operação e Fluxo de Potência Ótimo

O despacho da operação tem como objetivo principal o atendimento ao consumidor final, suprindo o mercado de energia elétrica, com continuidade, qualidade e economia. O despacho horário da operação pode ser feito pela execução de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e através dele podemos representar as condições operacionais do sistema elétrico, desde que o mesmo seja considerado em regime permanente.

O despacho da geração pode ser obtido através da resolução do seguinte problema de programação da operação.

$$\min \sum_{i \in G} f_i(p_i) \quad (2.1)$$

$$S.a \quad \underline{g}(\underline{p}, \underline{q}, \underline{V}, \underline{T}) = \underline{0}; \quad (2.2)$$

$$p_i^{min} \leq p_i \leq p_i^{max} \quad ; \quad i \in G; \quad (2.3)$$

$$q_i^{min} \leq q_i \leq q_i^{max} \quad ; \quad i \in R; \quad (2.4)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad ; \quad k \in K; \quad (2.5)$$

$$T_m^{min} \leq T_m \leq T_m^{max} \quad ; \quad m \in M. \quad (2.6)$$

onde:

- $i, k$  - índices de usinas e barras, respectivamente;  
 $G$  - conjunto das usinas (termelétricas e hidrelétricas);  
 $f_i$  - função de custo associado à usina  $i$ ;  
 $p_i$  - potência ativa gerada na usina  $i$ ;  
 $q_i$  - potência reativa gerada na usina  $i$ ;  
 $\underline{g}$  - conjunto (vetor) das equações de fluxo de carga;  
 $\underline{p}$  - vetor de injeções de potência ativa;  
 $\underline{q}$  - vetor de injeções de potência reativa;  
 $R$  - conjunto das barras com geração de potência reativa;  
 $K$  - conjunto das barras;  
 $V_k$  - magnitude de tensão na barra  $k$ ;  
 $T_m$  - fluxo na linha de transmissão  $m$ ;  
 $M$  - conjunto das linhas de transmissão.

O critério de otimização apresentado na equação 2.1 é o custo de geração. Nos sistemas puramente hidrelétricos pode-se adotar uma função de perda nas usinas hidrelétricas como critério de otimização (Apêndice B). Na equação 2.1, os custos foram representados através da função linear:

$$f_i(P_i) = a_i \cdot P_i \quad (2.7)$$

onde:  $a_i$  é o coeficiente característico de cada usina  $i$  e  $P_i$  é a potência ativa gerada pela usina  $i$ .

As equações 2.2 representam o fluxo de carga na rede de transmissão (Monticelli, 1983). As restrições nas equações 2.3 a 2.6 representam os limites operativos relativos à geração de potência ativa, potência reativa, tensão e limites de carregamento nas linhas de transmissão, respectivamente.

O problema 2.1 - 2.6 é resolvido através de um modelo de fluxo de potência ótimo para um dado intervalo de tempo do problema.

O Fluxo de Potência Ótimo é uma ferramenta computacional baseada num modelo de problema de otimização não linear e não convexa que envolve os centros de geração, os centros de consumo, os equipamentos da rede elétrica como as linhas de transmissão, transformadores, reatores, capacitores e compensadores, representados por seus limites físicos de operação.

A utilidade do FPO reside na orientação dada ao planejador /operador do sistema elétrico de como estas variáveis devem ser ajustadas de modo que os centros de consumo estejam atendidos e os centros de geração, e equipamentos de transmissão estejam dentro de seus limites. Trata-se, portanto, de um problema complexo e de difícil solução como mostram as inúmeras pesquisas nesse tema nas

últimas três décadas. Ressalta-se que a busca de um programa computacional rápido e confiável é um objetivo comum a todas as metodologias empregadas na solução do FPO.

O campo de aplicação do FPO é bastante amplo e compreende o planejamento da operação e da expansão, e a operação em tempo real. A informação obtida por um FPO contempla a satisfação de um critério elétrico ou econômico como, por exemplo, a minimização de perdas na transmissão ou a minimização do custo de geração, e sua solução envolve, em linhas gerais:

- o despacho de potência ativa e reativa;
- a determinação dos valores dos *taps* para transformadores;
- a determinação das magnitudes de tensão e dos ângulos das barras do sistema elétrico;
- a determinação dos fluxos nas linhas de transmissão.

Os estudos de FPO contemplam também as restrições de segurança no regime de emergência, efetuando manobras, tais como a entrada e/ou saída de circuitos, de geradores, de equipamentos do tipo shunt e alterações nas cargas, associadas às determinadas emergências, na busca de um ponto de operação seguro.

Nos estudos realizados nesta tese foi utilizado o programa FLUPOT versão 5.1 (FLUPOT, 2000).

O primeiro método de pontos interiores polinomial para Programação Linear foi desenvolvido por (Karmarkar, 1984). Desde então, novas técnicas de pontos interiores têm sido estudadas e utilizadas em diversas áreas de aplicação, entre elas sistemas de potência. Em particular, têm sido sugeridas para a resolução de problemas de fluxo de potência ótimo com representação AC (Granville, 1994), obtendo excelente desempenho tanto em termos de eficiência como de robustez (Momoh et al., 1999; Quintana et al., 2000).

A solução ótima é atingida através de pontos pertencentes a trajetória central contida no interior do conjunto viável, como ilustrado na Figura 2.4.

Para a execução do programa FLUPOT é necessária a montagem de dois arquivos: um contendo os dados da rede elétrica e outro com o detalhamento da otimização, especificando a função objetivo, os controles, as restrições e os relatórios desejados.

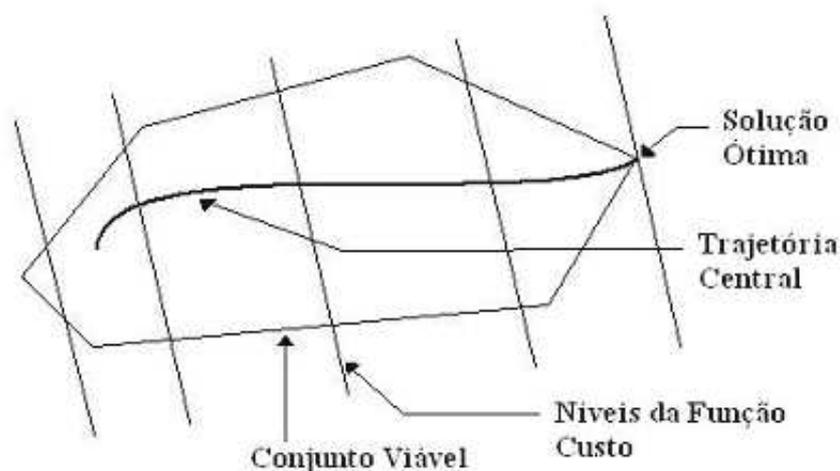


Fig. 2.4: Método de pontos interiores

O programa FLUPOT permite que se trabalhe com o conceito de Área de Interesse (otimização), conforme Figura 2.5. A Área de Interesse é uma Área de Controle e de Monitoração. Na Área de Interesse ocorre a atuação dos controles, funções objetivo e restrições, especificados pelo usuário. Nas demais regiões, fora da Área de Interesse, a tensão em barras PV permanece fixa, a tensão em barras PQ é liberada numa faixa de 50% a 150%, a geração de potência reativa fica liberada, e todos os outros controles são fixados.

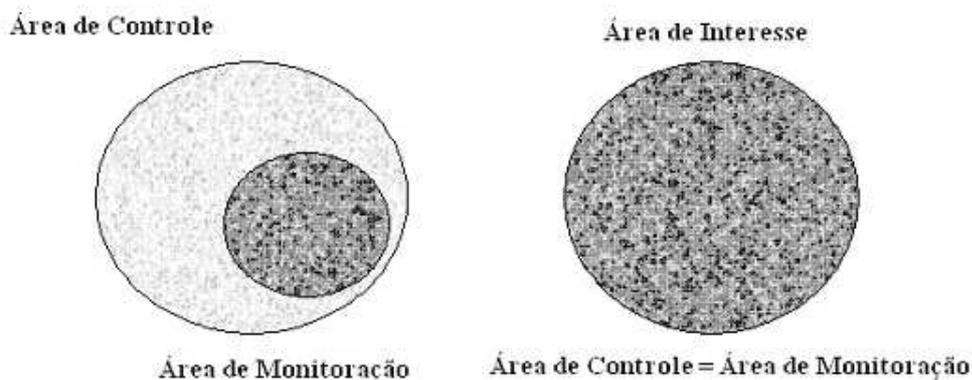


Fig. 2.5: Áreas de controle, monitoração e interesse.

Para realizar estudos de fluxo de potência ótimo é de fundamental importância a definição precisa (que melhor traduz a realidade operativa) das áreas de monitoração e das áreas de controle. Nas áreas de monitoração, variáveis elétricas, tais como tensões nodais e carregamentos em linhas de

transmissão e transformadores, fator de potência e função objetivo, são monitorados. Nas áreas de controle, os controles que promovem o redespacho de potência ativa e reativa, são ajustados de forma ótima, de modo a trazer as variáveis elétricas monitoradas para dentro dos limites aceitáveis. Os controles tanto podem estar limitados a uma pequena área como podem excursionar por toda a faixa de operação do sistema. A Área de Monitoração usualmente está contida na Área de Controle, não necessitando ser igual a ela.

## 2.4 Operação da Transmissão

A Rede Básica de Transmissão, com extensão territorial estimada em mais de 75.000 km, desempenha um papel fundamental (Fontoura Filho, 2004) no atendimento seguro e confiável a seus usuários, produtores e consumidores de energia elétrica, a partir da integração eletro-energética das longínquas bacias hidrográficas brasileiras. A ampliação, o reforço, a operação e a manutenção dessa extensa rede de transporte, requerem um grande esforço na alocação de recursos vultosos visando à segurança e confiabilidade do sistema interligado (Fontoura Filho, 2001).

O sistema de transmissão geralmente impõe restrições (Ejebe et al., 1998) para o despacho ótimo das unidades geradoras, aumentando assim os custos operacionais. Os limites para operação das linhas de transmissão, em termos práticos, dependem do nível de tensão que são operadas e de sua extensão total, seu comprimento físico. Pela Figura 2.6, apresentada em (Hirst and Kirby, 2001), podemos ter uma idéia de como uma linha de transmissão pode estar limitada. As linhas mais curtas são limitadas termicamente e conforme aumenta o seu comprimento ela passa a sofrer limitações de tensão e de estabilidade.

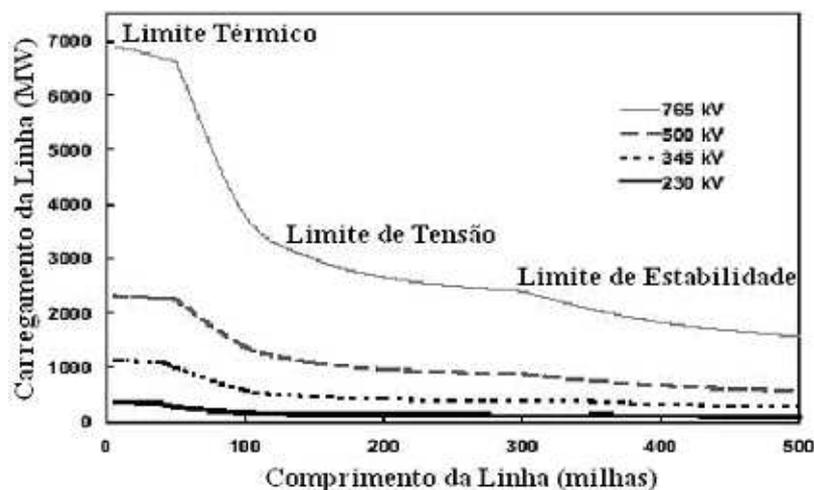


Fig. 2.6: Limites aproximados das linhas de transmissão em função da distância

Cuidados devem ser tomados com relação aos limites de carregamento em linhas de transmissão extremamente conservadores, a serem utilizados nos estudos de planejamento da expansão da transmissão, para que não ocorra uma prematura superação da capacidade de transporte das linhas e equipamentos de transmissão, repercutindo em significativa antecipação da necessidade de ampliações e reforços na transmissão. Esses limites são utilizados para análise da carga máxima do sistema, que geralmente ocorre no período das 18 às 21 horas, e que nem sempre corresponde ao horário mais restritivo termicamente para a linha de transmissão. Além disso, o plano de obras já é conservador pelo fato de serem utilizados os limites de verão e não de inverno nos seus estudos.

Outro fato que pode acarretar uma significativa antecipação de reforços ou ampliações da Rede Básica é a tendência de não aceitação pelas transmissoras de sobrecarga em transformadores e linhas de transmissão, o que de alguma forma vem sendo superada pela recém liberada Resolução ANEEL 191/2005 que estabeleceu orientações gerais para que fossem definidas, de forma homogênea e embasada nas normas ABNT, as metodologias para cálculo de carregamento em condição normal e emergência de linhas de transmissão e transformadores.

As técnicas mais comuns que vêm sendo empregadas para a repotencialização das linhas de transmissão envolvem: revisão e flexibilização das condições climáticas determinísticas adotadas pelas normas, adoção de critérios estatísticos para a capacidade de carregamento e monitoramento direto ou indireto em tempo real. Uma outra alternativa que vem sendo utilizada em vários países, e com algumas experiências no Brasil, é o recondutoramento com cabos que permitam maior capacidade que os tradicionais ACSR. Tais cabos são conhecidos genericamente como HTLS (*High Temperature, Low Sag*) ou condutores termorresistentes (TACSR), e admitem temperaturas maiores de operação.

## Capítulo 3

# Cálculo da Temperatura do Condutor e Variáveis Climáticas

### 3.1 Introdução

No Brasil, existem hoje vários órgãos e empresas que se utilizam da monitoração ambiental, através de estações de medições meteorológicas, pluviométricas, hidrológicas, anemométricas, de monitoração de poluição, etc., para as mais variadas finalidades.

A operação do sistema elétrico também sofre interferência das variações climáticas. A geração de energia, predominantemente hidráulica, para operar de forma equilibrada, tem que ser planejada de acordo com a sazonalidade das chuvas para manter seus reservatórios em níveis aceitáveis. A demanda de energia, em algumas regiões do País, aumenta com a elevação da temperatura ambiente. As linhas aéreas de transmissão, expostas ao ambiente, têm sua temperatura influenciada pelo clima, refletindo variações em parâmetros físicos como resistência.

A temperatura de um condutor depende da corrente a que é submetida, das características elétricas do condutor e de parâmetros atmosféricos como temperatura, vento e sol. A relação entre esses parâmetros é conhecida como equação de balanço de calor, e durante a operação normal de uma linha de transmissão, a menos de uma grande variação na carga, a temperatura do condutor não se altera abruptamente.

Neste capítulo procura-se destacar o que vem sendo feito no Brasil para o tratamento dessas variáveis e onde podem ser encontrados esses dados. Uma análise da participação de cada variável na temperatura do condutor pode ser vista na seção 3.4.

## 3.2 Variáveis Climáticas

No campo científico, pode-se dizer que a meteorologia brasileira alcançou uma elevada capacidade, especialmente no campo do desenvolvimento de modelos de previsão de tempo e clima.

As atividades de meteorologia e climatologia no Brasil são hoje realizadas por uma variedade de órgãos federais, estaduais, municipais e entidades privadas, mas sem uma coordenação nacional e sem uma entidade central do sistema, acarretando enormes dificuldades de integração técnica. Essas instituições atuam de forma independente umas das outras, prestando serviços nas diversas escalas de tempo e espaço no território nacional, sem coordenação oficial, salvo iniciativas informais.

O Brasil possuía uma rede de estações controlada pelo INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, Institutos Agrônomicos das Secretarias de Estado, Centro Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), DEPV - Diretoria de Eletrônica e Proteção do Vôo e outros, que geravam informações que muitas vezes não atendiam às necessidades das empresas do setor elétrico. As instituições que necessitavam dos dados tomaram a iniciativa de colocar em funcionamento suas próprias estações. Entre outros, podem ser destacados os esforços do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEMIG - Centrais elétricas de Minas Gerais, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, COPEL - Companhia Paranaense de Eletricidade, UFSC, etc.

As variáveis climáticas mais importantes para a temperatura de um condutor são: a temperatura ambiente, a radiação solar e a velocidade e direção do vento.

A temperatura ambiente é uma variável climática fácil de ser obtida. Existem várias empresas que oferecem o serviço de previsão do tempo, com produtos especializados para os mais diversos setores, como por exemplo, agricultura, indústria, comércio, turismo, transportes e comunicação. Para isso, meteorologistas, devidamente treinados, analisam e mapeiam todos os dados e modelagens numéricas reunindo o maior número possível de informações sobre o estado da atmosfera, de forma a garantir uma boa precisão e desempenho das previsões.

Na área de energia solar, o CEPEL, numa primeira tentativa de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, desenvolveu o programa SUNDATA (CRE-SESB, 2005) que se destina ao cálculo da radiação solar média diária em qualquer ponto do território nacional. Seu banco de dados contém valores de radiação média diária mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes. Espera-se que esse programa venha a ser continuamente aperfeiçoado e que os dados dele oriundos, sejam validados em medições efetuadas em campo e que represente um estímulo a produção de modelos e bases de dados mais precisos. Pela Figura 3.1 podemos observar a incidência total diária da radiação solar no território brasileiro.

A radiação solar pode ser calculada por modelos que levam em consideração a localização, o

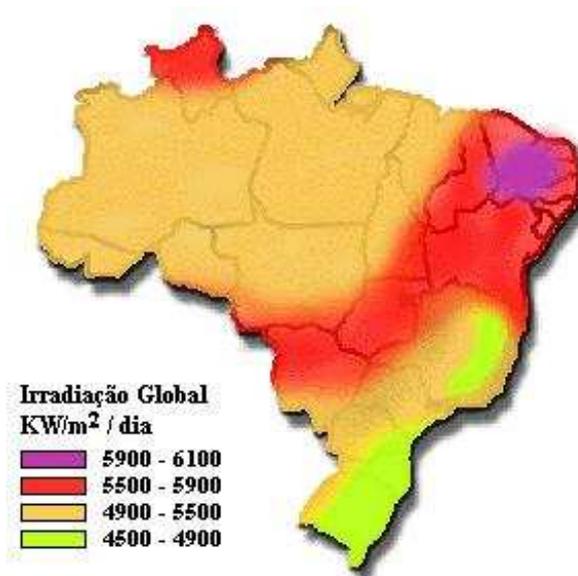


Fig. 3.1: Total diário de radiação incidente na superfície.

horário e o dia do ano. Existem também tabelas e curvas que relacionam a quantidade de energia solar incidente na superfície terrestre em função da altura do sol sobre o horizonte e da transparência da atmosfera (Davis, 1978; House and Tuttle, 1959).

A avaliação precisa do potencial de vento em uma região é o primeiro e fundamental passo para o aproveitamento do recurso eólico. Podemos encontrar em (Silva, 1999) uma proposta para a implantação de um procedimento geral de aquisição, tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento, que se constitui em um conjunto de tarefas que devem ser executadas ou coordenadas por um órgão centralizador com determinadas características de operação.

Para a avaliação do potencial eólico de uma região faz-se necessária a coleta de dados de vento com precisão e qualidade. Em geral, os dados de vento coletados para usos em aeroportos, estações meteorológicas, agricultura e linhas de transmissão não são os mesmos utilizados na geração de energia. Na medição de dados de vento para a utilização em linhas de transmissão recomenda-se que as medições sejam feitas a uma altura de 10 metros do solo, enquanto que, a coleta feita para o uso em geração de energia eólica é feita a uma altura média de 50 metros. Portanto, devemos tomar cuidados especiais com os dados fornecidos por atlas ou para a utilização em geração de energia eólica, pois uma parte significativa dos registros anemométricos pode ser mascarada por influências aerodinâmicas de obstáculos, relevo e rugosidade, não devendo ser aplicados diretamente nos estudos de linhas de transmissão.

No Brasil, assim como em várias partes do mundo, quase não existem dados de vento consis-

tentes e confiáveis para uma avaliação do potencial eólico (EOLICA, 2006). Os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha/Pernambuco apenas no início dos anos 90. Os bons resultados obtidos com aquelas medições favoreceram a determinação precisa do potencial eólico daqueles locais e a instalação de turbinas eólicas. Vários estados brasileiros seguiram os passos de Ceará e Pernambuco e iniciaram programas de levantamento de dados de vento. Hoje existem mais de cem anemógrafos computadorizados espalhados por vários estados brasileiros. Um mapa de ventos preliminar do Brasil (EOLICA, 2006) gerado a partir de simulações computacionais com modelos atmosféricos é mostrado na Figura 3.2. Nele podemos observar o destaque de algumas regiões que apresentam velocidades de vento mais intensas, como o litoral do nordeste e do Rio Grande do Sul, o interior da Bahia, e o oeste do Paraná.

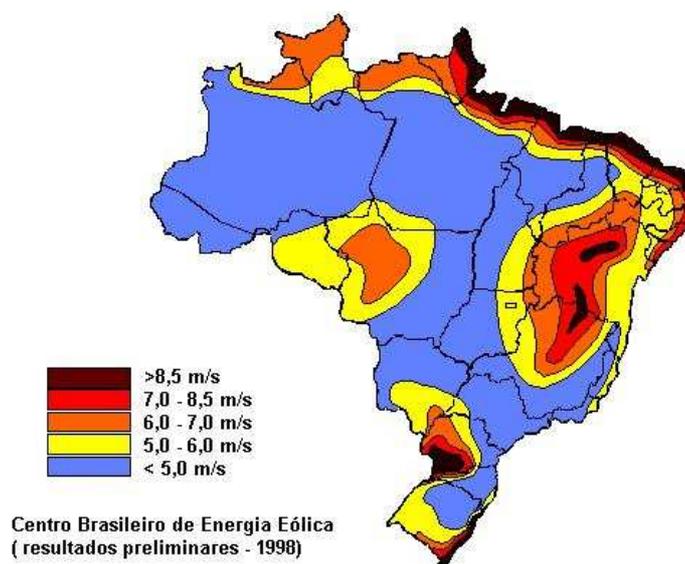


Fig. 3.2: Mapa de ventos do Brasil

Vale a pena ressaltar que, para a utilização em linhas de transmissão, recomenda-se medições eólicas na altura de 10 metros. Antes de se utilizar um banco de dados deve-se atentar para esse detalhe, e caso necessário, fazer as devidas correções. O período de observações deve ser de vários anos, com taxa de amostragem horária, de modo que as sazonalidades fiquem retratadas. As variáveis ambientais envolvidas devem ter registro simultâneo e a rede de estações meteorológica deve caracterizar as variabilidades geográficas do clima da região atravessada pela linha.

O CEPEL possui várias estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil coletando informações de ventos que são tratadas e armazenadas. Esses bancos de dados servem de subsídio para a elaboração

de projetos e estudos de linhas de transmissão.

Segundo a norma (NBR5422, 1985), para projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, os parâmetros meteorológicos da região atravessada pela linha podem ser obtidos através de medições específicas para a região em questão, desde que a rede de medições local forneça dados confiáveis, com um bom sistema de instrumentos de medida, razoável período de registros e adequada densidade de estações.

Os dados de duas redes de estações meteorológicas no Paraná do IAPAR e do SIMEPAR foram consistidos e analisados para produzir os parâmetros meteorológicos relevantes para o projeto de linhas de transmissão (Guetter et al., 2005). Os produtos do projeto de análise dos dados meteorológicos foram: bases de dados consistidos das estações meteorológicas; análise climatológica dos dados com produção de estatísticas climatológicas; e mapas da variação espacial das temperaturas média, máxima e mínima, mapas de vento e rajada.

Muitos desses dados meteorológicos são fornecidos gratuito e diariamente por institutos de meteorologia, e podem ser consultados por qualquer pessoa via internet ou em jornais, em boletins climáticos. Previsões diárias e semanais também estão disponíveis. As Figuras 3.3 e 3.4 mostram uma previsão, dois dias à frente, da temperatura do ar e da velocidade do vento, feita pelo INMET, para o município de São Paulo - SP.



Fig. 3.3: Previsão da temperatura do ar



Fig. 3.4: Previsão do vento

### 3.3 Cálculo da Temperatura do Condutor

#### 3.3.1 Equação de Balanço de Calor

Os parâmetros meteorológicos que influenciam o estado térmico do condutor incluem velocidade média do vento, direção e turbulências, temperatura ambiente e radiação solar. Assumindo estes, e o carregamento elétrico como sendo suficientemente constantes, a temperatura do condutor não se alterará significativamente.

Nesta situação, o calor fornecido é balanceado pelo calor dissipado (nenhuma energia de calor é armazenada no condutor), a condição térmica do condutor é então definida como de regime permanente, conforme a Figura 3.5. Uma equação de balanço de calor (CIGRÉ, 1992) pode ser escrita assim:

$$\text{GANHO DE CALOR} = \text{PERDA DE CALOR} \quad (3.1)$$

$$G_j + G_m + G_s + G_i = P_c + P_r + P_w \quad (3.2)$$

onde,

$G_j$  = aquecimento joule

$G_m$  = aquecimento magnético

$G_s$  = aquecimento solar

$G_i$  = aquecimento corona

$P_c$  = resfriamento por convecção

$P_r$  = resfriamento por radiação

$P_w$  = resfriamento por evaporação

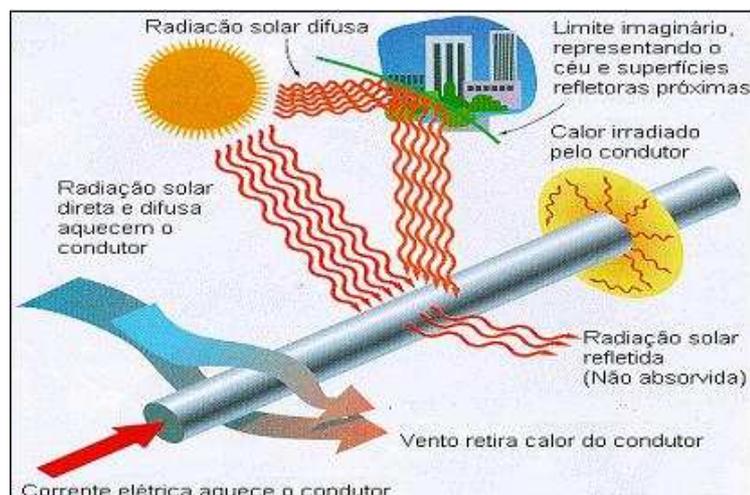


Fig. 3.5: Balanço de calor no condutor

O aquecimento do condutor por corrente é devido ao efeito da corrente da carga e inclui os efeitos Joule, magnéticos e pelicular.

O aquecimento Joule refere-se ao aquecimento do condutor devido à sua resistência. O aquecimento magnético do condutor é devido ao fluxo magnético cíclico que causa aquecimento por correntes circulantes, histereses e viscosidade magnética. Este fenômeno ocorre principalmente com corrente alternada e é geralmente desprezível com condutores não-ferrosos na frequência industrial, mas poderá ser significativo com condutores com alma de aço. Isto porque, em condutores com alma de aço, um fluxo magnético longitudinal é produzido, no fio de aço, por correntes nos fios não-ferrosos ao redor do centro de aço.

O efeito corona é um fenômeno relativamente comum em linhas de transmissão com sobrecarga. Devido ao campo elétrico muito intenso nas vizinhanças dos condutores, as partículas de ar que os envolvem tornam-se ionizadas e, como consequência, emitem luz quando da recombinação dos íons e dos elétrons. A sua contribuição na equação de temperatura é desprezível.

O ganho de calor pelo sol depende do diâmetro do condutor e (para pouca extensão) da inclinação com a horizontal, da absorção da superfície do condutor, da intensidade, da direção da radiação solar na superfície normal ao feixe solar, radiação difusa do céu à superfície horizontal; da altitude solar,

do ângulo do feixe solar em relação ao eixo do condutor, e do albedo (coeficiente de reflexão da superfície do solo abaixo do condutor). De toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta fração que atinge o solo é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. Notadamente, se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.).

O aquecimento corona é significativo apenas para altos gradientes de tensão na superfície que estão presentes, durante precipitações e ventos fortes, onde o resfriamento convectivo e evaporativo são altos. Devido a isto, e ao fato de que se considera necessário avaliar a capacidade máxima das linhas, baseado nas condições médias ou altas de regime permanente do ambiente, não se considera necessário incluir fórmulas para o cálculo do aquecimento corona.

No processo da convecção, quando a convecção é dita natural ( $v = 0$ ), o calor da superfície do condutor aquece o ar adjacente a ele, e a densidade do ar diminui causando um aumento na temperatura do condutor. Na convecção forçada ( $v \neq 0$ ), o fluxo de ar mais frio, resfria o condutor. Análises dimensionais têm mostrado que grupos adimensionais de parâmetros são úteis no cálculo da transferência de calor por convecção. São eles: o número de Nusselt; o número de Grashof; o número de Prandtl e o número de Reynolds. Devido à acentuada influência que o vento (velocidade e direção) exerce no equilíbrio térmico da temperatura superficial de cabos condutores, esta parcela merece atenção especial na sua modelagem.

A irradiação de um corpo depende da temperatura dos corpos que emitem e recebem a irradiação e independe da temperatura do meio através do qual a irradiação é transmitida. Nesta parcela, nos modelos da literatura, as temperaturas do condutor e do ar devem estar na escala de graus Kelvin (K).

A emissão de radiação causa um decréscimo da energia interna no corpo emissor e a menos que seja gerado calor dentro dele ou ele receba calor de outra fonte, sua temperatura decrescerá. A emissividade de um condutor aéreo pode ser obtida por medição ou através de cálculos. Para o condutor elétrico, a sua emissividade poderá depender de parâmetros como o ambiente em que está inserido, da idade do condutor, da formação e do diâmetro dos fios que o compõem.

O resfriamento por evaporação não é alterado significativamente com a presença de vapor de água no ar ou com gotas de água no fluxo ao redor do condutor. Ele só é alterado significativamente quando o condutor estiver completamente molhado. Em geral o efeito do resfriamento por evaporação é geralmente ignorado e não será detalhado nesta tese.

### 3.3.2 Modelo de Cálculo da Temperatura

São encontrados na literatura, diversos modelos para o cálculo da temperatura do condutor, dentre os quais podemos citar os modelos elaborados por (ALCOA, n.d.; CIGRÉ, 1992; EPRI, 1988; House and Tuttle, 1959; IEEE, 1993; Morgan, 1978). Nesta tese utilizaremos o modelo de Morgan, com pequenas simplificações que não alteram a solução final do modelo. Em diversas comparações feitas entre os modelos, como em (Schmidt, 1999), observa-se que não há uma grande variação nos resultados, diferenciando-se apenas nas simplificações e no uso de tabelas e gráficos.

A equação 3.2 de regime permanente pode ser simplificada em:

$$G_j + G_m + G_s = P_c + P_r \quad (3.3)$$

onde,  $G_j$ ,  $G_m$  e  $G_s$  são ganhos de calor (por unidade de comprimento e por unidade de tempo) devido ao aquecimento Joule, ferromagnético e solar, respectivamente, e  $P_c$  e  $P_r$ , são perdas de calor por convecção e irradiação, respectivamente.

O ganho de calor Joule (resistivo) é geralmente o maior dos ganhos de calor. A única exceção seria se a corrente  $I$  fosse muito pequena ou zero. O aquecimento Joule é dado por:

$$G_j = k_j \cdot I^2 \cdot R_o(1 + \alpha_o \cdot T_{av}) \quad (3.4)$$

onde,  $R_o$  é a resistência em corrente contínua CC por unidade de comprimento a 0°C e  $\alpha_o$  é o coeficiente de temperatura,  $T_{av}$  é a temperatura média da seção do condutor, e  $k_j$  é o fator que leva em conta o aumento da resistência devido ao efeito pelicular e efeitos de proximidade. A temperatura média do condutor é dada por:

$$T_{av} \cong T_s + \Delta T/2 \quad (3.5)$$

onde,  $T_s$  é a temperatura na superfície do condutor e  $\Delta T$  é a diferença de temperatura radial, e é encontrado por:

$$\Delta T = \frac{G_g}{2\pi\lambda} \left( 0,5 - \frac{D_c^2}{D_s^2 - D_c^2} \ln \frac{D_s}{D_c} \right) \quad (3.6)$$

onde,  $G_g$  é o ganho total de calor,  $D_c$  e  $D_s$  são os diâmetros do centro e da superfície, respectivamente, e  $\lambda$  é a condutividade térmica radial efetiva. A escala de  $\lambda$  é usualmente 0,7 - 7 W/mK, com um valor médio de 2 W/mK.

O fluxo magnético cíclico devido à corrente alternada causa aquecimento por correntes de his-

tereses e turbilhonamento. A corrente de turbilhonamento é geralmente desprezada com condutores não-ferrosos em frequência industrial. No caso de condutores com alma de aço, a corrente fluindo nas camadas de fios não-ferrosos causa um fluxo magnético longitudinal nos fios de aço. O ganho de calor termomagnético é:

$$G_m = 4,9 \times 10^6 \cdot d^{1/2} \cdot A \cdot B_m^{1,82} \cdot \exp(-2,5 \times 10^{-3} \cdot T_c) \quad (3.7)$$

onde,  $d$  é o diâmetro,  $A$  é a área da seção transversal do aço,  $B_m$  é o valor máximo da indução magnética e  $T_c$  é a temperatura dos fios de aço. O valor de  $B_m$  dependerá da corrente, da construção do condutor, da tensão e da temperatura do centro, e estará na faixa de 0,1 - 0,8 T. Visto que,  $G_m$  geralmente será menor que 4% do ganho de calor total, ele é geralmente desprezado.

O ganho de calor de radiação solar de ondas curtas ( $\leq 3\mu m$ ) é dada por:

$$G_s = \alpha_s D_s \left[ I_D \left( \sin \eta + \frac{\pi}{2} F \cdot \sin H_s \cdot \cos 2\frac{\zeta}{2} \right) + \frac{\pi}{2} \cos 2\frac{\zeta}{2} I_d (1 + F) \right] \quad (3.8)$$

onde,  $\alpha_s$  é o coeficiente de absorção solar,  $I_D$  é a radiação solar direta,  $\eta$  é o ângulo que o feixe solar faz com o eixo do condutor,  $F$  é o albedo solar,  $H_s$  é a elevação solar,  $\zeta$  é a inclinação do eixo do condutor em relação à horizontal e  $I_d$  é a radiação solar difusa. A absorção varia de 0,30 para condutores brilhantes a 0,95 para condutores ao tempo e poluídos.

Dado que o efeito da inclinação do condutor é muito pequeno quando  $\zeta$  aumenta de  $0^\circ$  a  $40^\circ$ , e o albedo é geralmente 0,1 - 0,2, a equação anterior pode ser simplificada, para  $F = 0,2$ , por:

$$G_s \cong \alpha_s \cdot D_s \cdot (1,31 \cdot I_D \cdot \sin H_s + 1,88 \cdot I_d) \quad (3.9)$$

Contudo, a grandeza que geralmente é medida é a radiação total na superfície horizontal do condutor, conhecida como radiação global  $I_s$ , onde:

$$I_s = I_D \cdot \sin H_s + I_d \quad (3.10)$$

Então,

$$G_s \cong 1,3 \alpha_s \cdot D_s \cdot I_s \quad (3.11)$$

Isto dá um ganho de calor aproximadamente 30% maior do que o geralmente assumido. Ao utilizar 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. Podemos,

então, eliminar esse ganho excedente e a equação resultante é:

$$G_s = \alpha_s \cdot D_s \cdot I_s \quad (3.12)$$

A perda de calor por convecção pode ser calculada por:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot (Nu)_{D,f} \quad (3.13)$$

onde,  $T_a$  é a temperatura ambiente, em °C, e o número de Nusselt  $(Nu)_{D,f}$  é dado por:

$$(Nu)_{D,f} = h_{con} \cdot D_s / \lambda_f \quad (3.14)$$

Aqui  $h_{con}$  é o coeficiente de transferência de calor convectivo e  $\lambda_f$  é a condutividade térmica do filme de ar na superfície do condutor. Os subscritos D e f denotam que as propriedades dos valores foram obtidas do diâmetro da superfície  $D_s$  e da temperatura do filme  $T_f$ .

$$T_f = 0,5 \cdot (T_s + T_a) \quad (3.15)$$

A convecção natural se caracteriza pela ausência de vento (vento com velocidade zero). O ar parado raramente ocorre ao ar livre na altura da linha. Tais ocasiões são mais frequentes à noite, quando não há radiação solar. Para a convecção natural pura,

$$(Nu)_{D,f} = A \cdot [(Gr \cdot Pr)_{D,f}]^m \quad (3.16)$$

onde os valores das constantes  $A$  e  $m$  são dados na Tabela 3.1 para várias faixas do número de Rayleigh, composto pelos números de Grashof e Prandtl,  $(Gr \cdot Pr)_{D,f}$ .

O número de Prandtl é dado por:

$$(Pr)_f = c_f \cdot \mu_f / \lambda_f \quad (3.17)$$

onde  $c_f$  é o calor específico à pressão constante e  $\mu_f$  é a viscosidade dinâmica, do filme de ar  $m$ .

O número de Grashof  $(Gr)_{D,f}$  é dado por:

$$(Gr)_{D,f} = D_s^3 \cdot g \cdot (T_s - T_a) / (T_f + 273) \cdot \nu_f^2 \quad (3.18)$$

onde,  $\nu_f$  é a viscosidade cinemática, e  $g$  é a gravidade.

As propriedades termofísicas do ar numa faixa de temperatura de 0° a 100°C são obtidas de:

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} \cdot T_f \quad (3.19)$$

$$\nu_f = 1,32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} \cdot T_f \quad (3.20)$$

$$(Pr)_f = 0,715 - 2,5 \times 10^{-4} \cdot T_f \quad (3.21)$$

Condutor	$(Gr.Pr)_{D,f}$	$A$	$m$
Maciço	$10^{-10} - 10^{-2}$	0,675	0,058
	$10^{-2} - 10^2$	1,020	0,148
	$10^2 - 10^4$	0,850	0,188
	$10^4 - 10^7$	0,480	0,250
	$10^7 - 10^{12}$	0,125	0,333
Encordado	$10^2 - 10^4$	0,850	0,188
	$10^4 - 10^7$	0,480	0,255

Tab. 3.1: Faixas do número de Rayleigh,  $A$  e  $m$

A perda de calor por convecção natural diminui quando o ângulo da inclinação do condutor  $\xi$  aumenta a partir da horizontal. Na faixa de  $0^\circ \leq \xi \leq 40^\circ$ , a correção da perda de calor é dada por:

$$(Nu(\xi))_{D,f} = (Nu(0))_{D,f} \cdot (\cos \xi)^{0,25} \quad (3.22)$$

Na convecção forçada, a velocidade de vento é superior a 0,5 m/s. O número de Nusselt para um vento de fluxo cruzado de velocidade  $U$  é dado por:

$$(Nu)_{D,f} = B \cdot [(Re)_{D,f}]^n \quad (3.23)$$

onde o número de Reynolds,  $(Re)_{D,f}$ , é obtido por:

$$(Re)_{D,f} = U \cdot D_s / \nu_f \quad (3.24)$$

Os valores das constantes  $B$  e  $n$  são dados na tabela 3.2 para várias faixas de número de Reynolds e para vários valores de fatores de rugosidade da superfície,  $d/2(D_s - d)$ , onde  $d$  é o diâmetro das camadas mais externas.

Condutor	$(Re)_{D,f}$	$d/2.(D_s - d)$	$B$	$n$
Maciço	$9 \times 10^{-2} - 1$	0	0,800	0,280
	1 - 35	0	0,795	0,384
	$35 - 5 \times 10^3$	0	0,583	0,471
	$5 \times 10^3 - 5 \times 10^4$	0	0,148	0,633
	$5 \times 10^4 - 5 \times 10^5$	0	0,0208	0,814
Encordado	$10^2 - 2,65 \times 10^3$	0,05 - 0,72	0,641	0,471
	$2,65 \times 10^3 - 5 \times 10^4$	< 0,05	0,178	0,633
	$2,65 \times 10^3 - 5 \times 10^4$	0,05 - 0,72	0,048	0,800

Tab. 3.2: Valores das constantes  $B$  e  $n$  para vários valores de rugosidade

Quando o vento sopra com um ângulo de ataque  $\psi$ , em relação ao eixo do condutor, o número de Nusselt efetivo é dado por:

$$(Nu)_{D,f,\psi} = (Nu)_{D,f} \cdot [0,42 + C(\sin \psi)^P] \quad (3.25)$$

onde  $C = 0,68$  e  $P = 1,08$  para  $0 \leq \psi \leq 24^\circ$ ; e  $C = 0,58$  e  $P = 0,90$  para  $24^\circ \leq \psi \leq 90^\circ$ .

A convecção mista é aquela cuja velocidade do vento é muito baixa ( $< 0,5$  m/s), ficando num valor intermediário entre as condições de convecção natural e forçada. Nessas condições, Morgan sugere um número de Reynolds equivalente ( $Re^*$ ) encontrado através dos números de Nusselt com fluxos natural e forçado.

$$A[(Gr.Pr)_{D,f}]^m = B.[(Re)_{D,f}]^n \quad (3.26)$$

Então:

$$Re^* = (A/B).(Gr.Pr)_{D,f}^{m/n} \quad (3.27)$$

Quando o fluxo forçado está com um ângulo  $\Phi$  em relação ao fluxo natural, o número de Reynolds efetivo,  $(Re)_{eff}$ , para convecção mista é dado por:

$$Re_{eff} = [(Re^*)^2 + 2.Re_c.Re^* \cdot \cos \Phi + Re_c^2]^{1/2} \quad (3.28)$$

onde,  $Re_c = Re \sin \psi$  é a componente de fluxo cruzado do número de Reynolds e  $\Phi$  é o ângulo entre

o fluxo forçado e o natural. Se  $\Phi = 90^\circ$ ,

$$Re_{eff} = [(Re^*)^2 + Re_c^2]^{1/2} \quad (3.29)$$

A perda de calor por irradiação é dada por:

$$P_r = \left(\frac{\pi}{2}\right) D_s \sigma_B \left\{ \varepsilon_g [(T_s + 273)^4 - (T_g + 273)^4] + \varepsilon_d [(T_s + 273)^4 - (T_d + 273)^4] \right\} \quad (3.30)$$

onde,  $T_s$ ,  $T_g$  e  $T_d$  são as temperaturas da superfície do condutor, do solo e do céu, respectivamente, e  $\varepsilon_g$  e  $\varepsilon_d$  são as emissividades efetivas para essas porções do condutor frente ao solo e ao ar, respectivamente.  $\sigma_B$  é a constante de Stefan-Boltzmann ( $5,6697 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}$ ). A emissividade total efetiva da superfície do condutor é dada por:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_s \cdot \varepsilon_x}{\varepsilon_x + \varepsilon_s(1 - \varepsilon_x) D_s/D_x} \quad (3.31)$$

onde,  $\varepsilon_s$  é a emissividade da superfície do condutor e  $\varepsilon_x$  é a emissividade da vizinhança, distante  $D_x/2$  dela. Visto que ambas as distâncias, do solo e do céu são grandes, comparadas ao diâmetro do condutor  $D_s$ ,  $D_s/D_x \rightarrow 0$  e  $\varepsilon \rightarrow \varepsilon_s$ , então:

$$P_r = \pi \cdot D_s \cdot \varepsilon \cdot \sigma_B [(T_s + 273)^4 - 0,5(T_g + 273)^4 - 0,5(T_d + 273)^4] \quad (3.32)$$

A temperatura do solo geralmente excede a temperatura do ar durante o dia, mas é menor durante a noite, particularmente em noites claras. A temperatura  $T_d$  para o céu claro varia de 5 a 18°C a menos que a temperatura do ar. Uma relação aproximada é:

$$T_d = 0,0552 \cdot (T_a + 273)^{1,5} - 273 \quad (3.33)$$

Como a perda de calor por irradiação varia de 30% da perda total de calor com ar calmo à 5% da perda quando a velocidade do vento excede 5 m/s, podemos aproximar a equação 3.32 para:

$$P_r = \pi \cdot D_s \cdot \varepsilon \cdot \sigma_B [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (3.34)$$

Os valores de emissividade e absorção do condutor dependem do material e da superfície do condutor, e podem ser encontrados na Tabela 3.3.

A emissividade  $\varepsilon$  para condutores de alumínio encordoados e condutores de liga de alumínio poderá variar numa faixa de 0,27 a 0,95, dependendo do tipo de ambiente a que é exposto e da

Material	Condição da Superfície		Emissividade $\varepsilon$	Absorção $\alpha$
Cobre	Maciço	Polido	0,03 - 0,13	0,13 - 0,25
		Escuro	0,15 - 0,22	0,40
		Oxidado	0,50 - 0,73	0,64 - 0,73
		Envelhecido	0,78 - 0,91	0,64
	Encordado	Brilhante	0,10 - 0,26	0,22 - 0,31
		Oxidado	0,35 - 0,54	0,56 - 0,61
		Envelhecido (rural)	0,35 - 0,60	0,50 - 0,70
	Envelhecido (industrial)	0,62 - 0,90	0,60 - 0,95	
Alumínio	Maciço	Polido	0,04 - 0,08	0,13 - 0,33
		Escuro	0,18 - 0,25	0,24
		Oxidado	0,10 - 0,20	0,43 - 0,65
		Envelhecido	0,35 - 0,90	0,60 - 0,80
	Encordado	Brilhante	0,27 - 0,36	0,28 - 0,35
		Oxidado	0,20 - 0,50	0,55 - 0,60
		Envelhecido (rural)	0,35 - 0,65	0,38 - 0,48
	Envelhecido (industrial)	0,62 - 0,95	0,78 - 0,93	
Liga de Alumínio	Maciço	Polido	0,08 - 0,22	0,25 - 0,34
		Oxidado	0,22 - 0,52	0,45 - 0,59
		Envelhecido	0,45 - 0,91	0,50 - 0,90
	Encordado	Brilhante	0,28 - 0,35	0,31 - 0,39
		Oxidado	0,30 - 0,70	0,45 - 0,80
		Envelhecido	0,50 - 0,93	0,60 - 0,95

Tab. 3.3: Emissividade e absorção de condutores (Morgan).

duração dessa exposição. O valor médio recomendado é 0,5.

### 3.4 Análise de Sensibilidade

Dentre as parcelas que compõem a equação de balanço térmico, existem algumas que possuem maior influência na temperatura final do condutor. Buscando a identificação dessas variáveis, foram feitas várias simulações, e os resultados analisados são apresentados a seguir.

A Figura 3.6 (Nascimento et al., 2003) mostra um exemplo de como o valor da temperatura do cabo pode variar em função da temperatura ambiente e da velocidade do vento. A simulação foi feita para o cabo Linnet e com as seguintes condições de contorno:

Corrente = 510 A (1 pu)

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente = 0 a 30°C

Velocidade de vento = 0 a 9,5 m/s.

Direção do vento = 90°

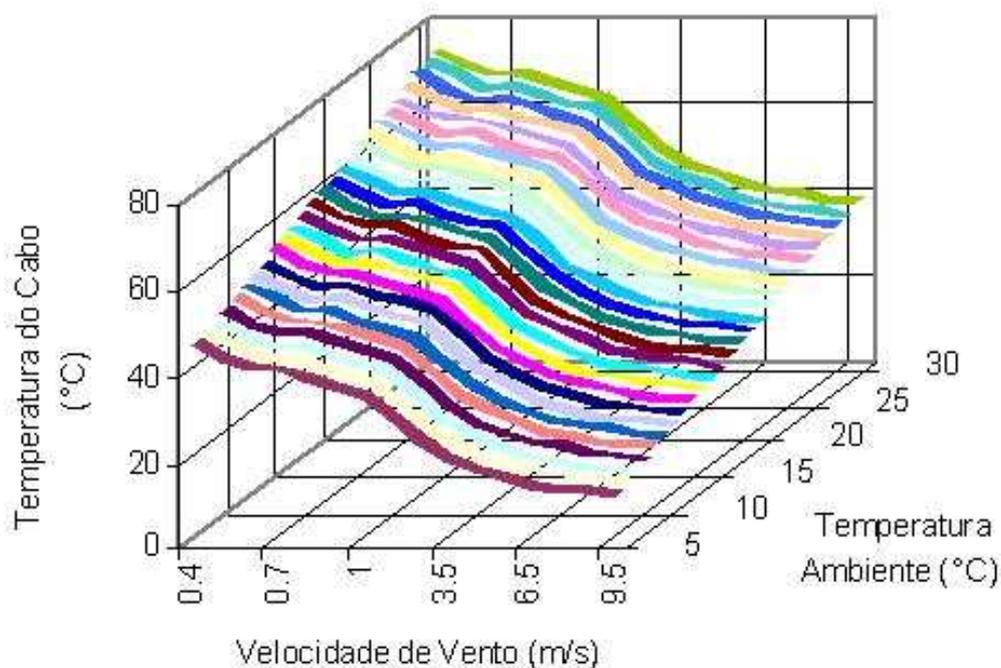


Fig. 3.6: Exemplo da variação da temperatura do cabo

Mantendo a corrente no condutor constante, a temperatura do condutor varia proporcionalmente à temperatura ambiente, e é inversamente proporcional à velocidade do vento.

Utilizando o modelo de equilíbrio térmico descrito na seção anterior, foram feitos vários outros cálculos para o condutor Grosbeak cuja corrente nominal é 775 A (1 pu). Os resultados apresentados na Figura 3.7 consideram os seguintes parâmetros:

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente = 30°C

Velocidade de vento = 0 a 6 m/s

Direção do vento = 90°

Emissividade = 0,5

Absorção = 0,7

Três níveis de corrente: 0,3 , 0,6 e 0,9 pu.

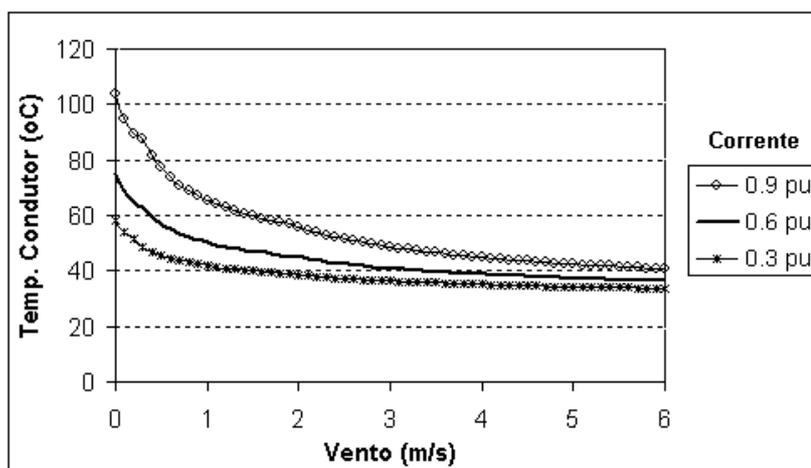


Fig. 3.7: Variação da temperatura com a velocidade do vento

Pode-se observar no gráfico da Figura 3.7 que a velocidade do vento é capaz de alterar consideravelmente a temperatura do condutor. Quanto maior for o carregamento do condutor, maior será o efeito do vento na temperatura do condutor. Com uma corrente de 0,9 pu, a temperatura do condutor varia de aproximadamente 40°C com ventos acima de 5 m/s à mais de 100°C na condição sem vento (vento = 0 m/s). Deve-se dar atenção especial aos ventos de baixa velocidade, pois é nesta faixa de vento que o condutor sofre maior influência térmica da corrente.

Resultados semelhantes ao anterior, na Figura 3.8, mostram a variação da temperatura do condutor com a variação da corrente de 0 a 1 pu, considerando diferentes velocidades de ventos. Em uma linha de transmissão, quando da ocorrência de ventos superiores a 1 m/s, pode-se aumentar consideravelmente o seu carregamento sem que a sua temperatura aumente muito.

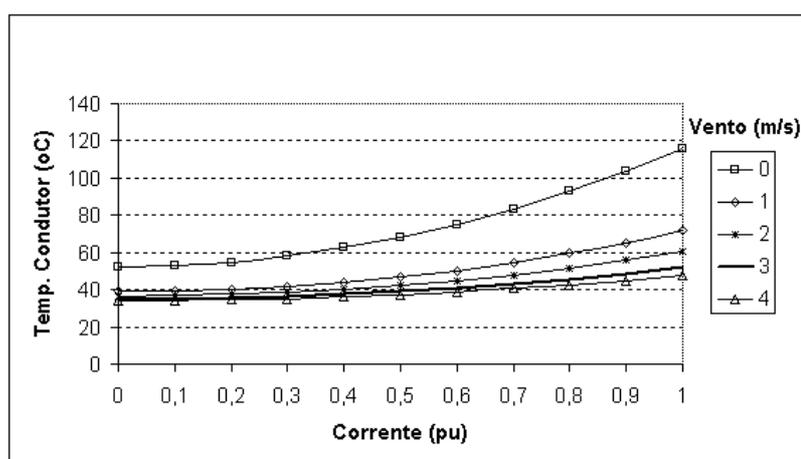


Fig. 3.8: Variação da temperatura com a corrente do condutor

Para os mesmos parâmetros apresentados anteriormente, vamos calcular a temperatura do condutor considerando um vento de 0,61 m/s variando sua direção de 0 a 90°. Podemos observar na Figura 3.9 que quanto maior for a corrente, mais quente estiver o condutor, maior será o efeito da direção do vento na temperatura do condutor. Quando o vento incide perpendicularmente ao condutor (ângulo de 90°) encontramos a menor temperatura e à medida que o ângulo de ataque diminui, a temperatura do condutor aumenta, sendo que a maior temperatura ocorre com o vento paralelo ao condutor (ângulo igual a 0°).

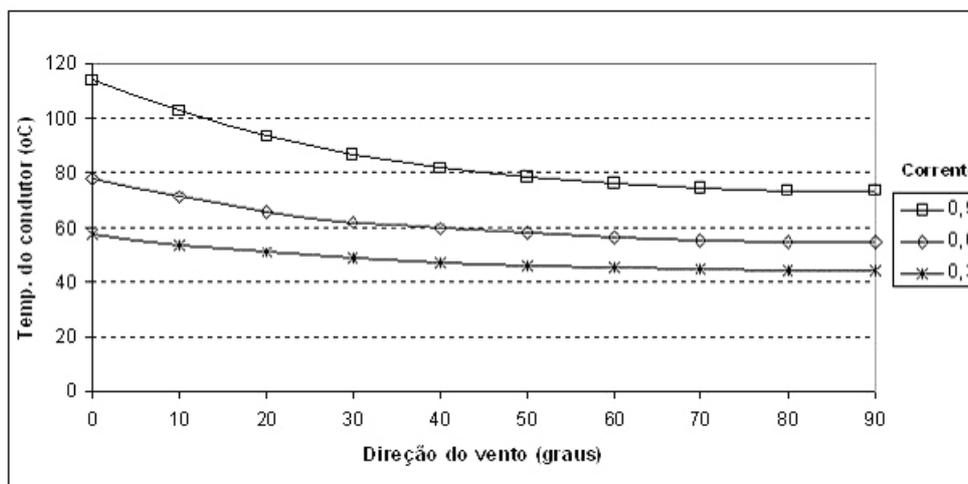


Fig. 3.9: Variação da temperatura com a direção do vento

A variação da temperatura do condutor devido à temperatura ambiente, Figura 3.10, considera:

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente = 0 a 40°C

Velocidade de vento = 0,61 m/s

Direção do vento = 90°

Emissividade = 0,5

Absorção = 0,7

Três níveis de corrente: 0,3, 0,6 e 0,9 pu.

A temperatura do condutor varia linearmente com a temperatura ambiente. Para cada aumento de 1°C na temperatura ambiente há um acréscimo de aproximadamente 1°C na temperatura do condutor, independente do nível de carregamento e velocidade de vento. Quando a corrente do condutor não é tão grande, sendo a temperatura do condutor próxima a temperatura ambiente, a variável de maior peso na variação da temperatura do condutor será a temperatura do ar. Em países temperados, com

estações marcantes, a capacidade de transmissão do sistema deve variar fortemente. No Brasil também ocorrem, em algumas regiões, variações consideráveis na temperatura do ar, do dia para a noite, e devido à passagem de massas de ar frias.

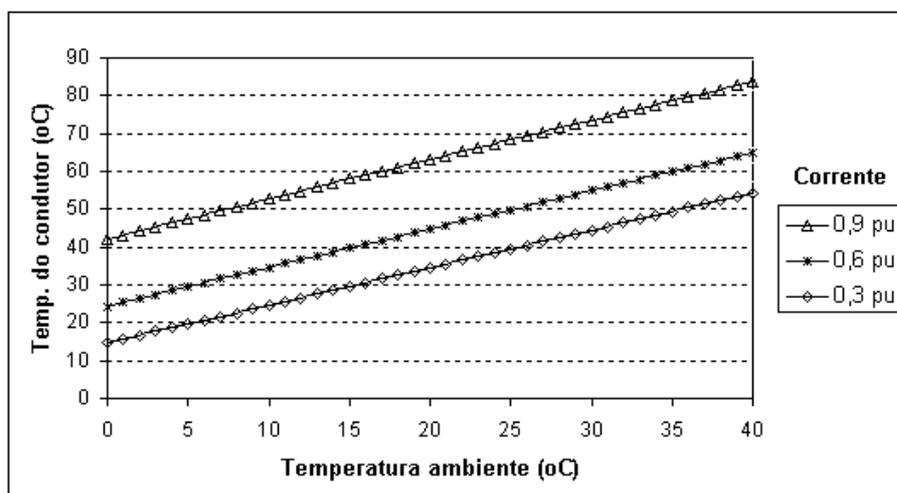


Fig. 3.10: Variação da temperatura do condutor com a temperatura ambiente

Considerando agora a variação da radiação solar variando de 0 a  $1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura ambiente igual a  $30^\circ\text{C}$ , e os demais parâmetros iguais ao do caso anterior, obtemos os resultados na Figura 3.11. A temperatura do condutor varia quase que linearmente com a radiação solar. O horário de maior demanda de energia, a ponta do sistema, sendo à noite se beneficia da ausência de radiação solar.

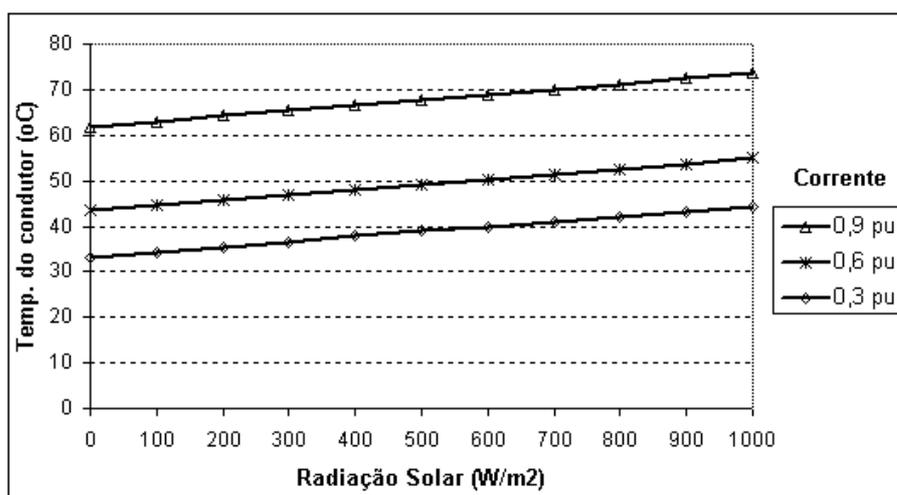


Fig. 3.11: Variação da temperatura do condutor com a radiação solar

A absorção varia de 0,30 para condutores brilhantes a 0,95 para condutores ao tempo e poluídos. Utilizando os mesmo dados da simulação anterior, para uma corrente de 0,6 pu e calculando para quatro valores diferentes de absorção, foi gerada a Figura 3.12. Podemos observar que as maiores variações da temperatura do condutor para os diferentes valores de absorção, ocorrem nos períodos de maior incidência solar. Neste caso, para uma radiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura do condutor teve uma variação de cerca de  $1,5^\circ\text{C}$  para cada 0,1 de variação no valor da absorção. Numa aplicação prática, na falta desse valor de absorção, recomenda-se o uso de um valor intermediário, entre 0,5 e 0,7.

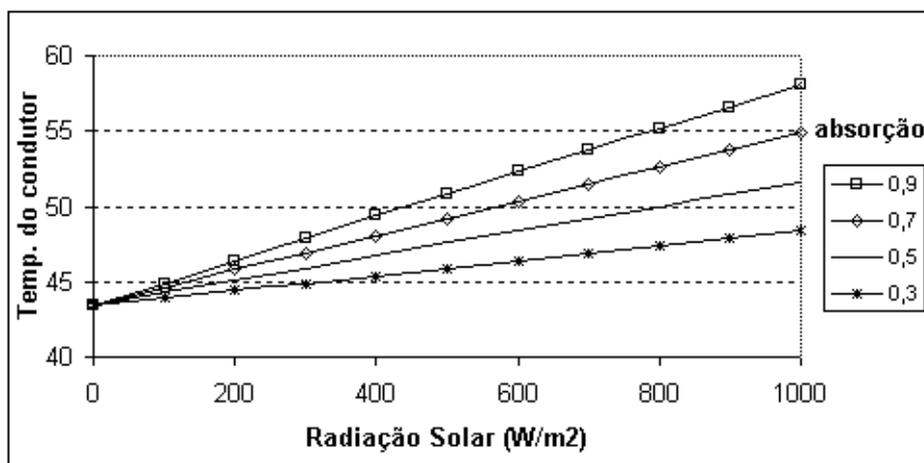


Fig. 3.12: Variação da temperatura do condutor com a radiação solar e a absorção

Outras análises podem ser feitas se forem definidos os valores para a temperatura e se quiser obter outros parâmetros como, por exemplo, a corrente. Muitas outras combinações de parâmetros podem ser feitas usando a equação de equilíbrio de temperatura.

# Capítulo 4

## Ampacidade

### 4.1 Introdução

Ampacidade é a corrente máxima que a linha de transmissão pode transportar para uma dada temperatura superficial do condutor que está associada a uma distância mínima de segurança condutor-solo ou condutor-objeto (Foss et al., 1983; Black and Rehberg, 1985; Chen et al., 2003; Berende et al., 2005).

Com a variação da temperatura do condutor há também uma variação na sua altura em relação ao solo, devido à dilatação do material que o compõe, como ilustrado na Figura 4.1.



Fig. 4.1: Distância de segurança

A capacidade térmica de transmissão de uma linha é limitada principalmente por:

- a) rompimento da isolação, por abaixamento excessivo do cabo condutor.
- b) dano ao cabo condutor, por recozimento, em altas temperaturas;

Desses fatores limitantes da capacidade de transporte de uma linha de transmissão aérea de energia elétrica, o que normalmente ocorre primeiro é o rompimento da isolação, causado pelo aumento da temperatura superficial do condutor, seus efeitos nas características eletro-mecânicas dos materiais do condutor e na redução das distâncias entre partes vivas e aterradas. Essa temperatura resulta da interação do condutor e das características elétricas do sistema de transmissão com o meio ambiente, o que lhe confere toda a aleatoriedade das condições climáticas da região por onde atravessa.

Este assunto tem sido focado em diversas linhas de pesquisas, tais como:

- a) evolução das metodologias de cálculos e critérios de projetos, passando-os de determinísticos para probabilísticos, onde são considerados os dados climáticos reais da região atravessada pela linha de transmissão, toda a aleatoriedade do clima e da descarga elétrica entre partes vivas e aterradas;
- b) monitoração em tempo real do estado térmico do condutor de um ou mais dos seguintes parâmetros: temperatura do condutor, tensão mecânica do condutor, flecha e dados meteorológicos, estes últimos associados a modelos de cálculo da temperatura do condutor.

A adoção de filosofias probabilísticas na avaliação da ampacidade de linhas aéreas fornece informações mais precisas e abrangentes do comportamento delas, pois tais filosofias trabalham com grupos de dados de natureza estocástica, ao contrário das filosofias determinísticas, que consideram valores fixos, geralmente conservadores. Este modo de entender o fenômeno permite levar em consideração uma influência que, ao nível operativo, assume um papel extremamente relevante: aquela relacionada ao sistema onde a linha aérea em estudo está inserida.

A principal vantagem da metodologia estatística é que ela permite estabelecer limites de carregamento elétrico máximos admissíveis com maior segurança que a metodologia determinística, ao quantificar os riscos térmico e de falha. Adicionalmente, a baixa probabilidade de ocorrência simultânea de valores adversos dos parâmetros que limitam o carregamento das linhas de transmissão, permite um aumento na potência máxima a ser transmitida, sem perda de confiabilidade e com riscos mensuráveis e próximos aos que se observam para a metodologia determinística.

A capacidade de transporte de energia de uma linha de transmissão pode ser calculada a qualquer momento tanto pela supervisão direta da temperatura nos cabos quanto, da flecha ou da tração de esticamento. Conhecer o seu valor em tempo real e a previsão do seu valor máximo, em horizontes

que podem variar de horas até dias, é fundamental para estabelecer e manter a confiabilidade do sistema sob o ponto de vista do projeto, da operação e do planejamento.

A partir dos anos 90 começaram a surgir equipamentos que se propunham a supervisionar em tempo real a capacidade de carregamento de LTs, reavaliando periodicamente a sua ampacidade (*dynamic rating*) com base na leitura de dados climáticos e/ou da própria linha. Conjugando sensores e programas computacionais, esses sistemas buscam tirar proveito da capacidade extra disponível nas linhas aéreas durante a maior parte do tempo. Integrada ao sistema SCADA da concessionária, a monitoração da ampacidade em tempo real pode disponibilizar ao Centro de Operação relatórios on-line sobre a capacidade ociosa das LTs, alarmes de violação das condições de segurança, etc., o que significa óbvia vantagem em relação às singelas tabelas de capacidade até então disponíveis.

A metodologia determinística utiliza condições típicas para o cálculo da ampacidade. A metodologia estatística se baseia na reavaliação das informações climatológicas regionais e da introdução de critério de riscos envolvidos. O monitoramento em tempo real disponibiliza informações reais de campo para a operação. As técnicas de predições em tempo real são baseadas no conhecimento do histórico das informações de projeto e das medições de campo. A Figura 4.2 mostra a evolução das tecnologias de estudos da ampacidade.



Fig. 4.2: Técnicas de estudo da ampacidade

## 4.2 Ampacidade Determinística

A Norma Técnica NBR 5422, de fevereiro de 1985, fixa as condições básicas para o projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, com garantia de níveis mínimos de segurança e limite de abrangência de perturbações que eventualmente incidam sobre a linha.

O método determinístico utiliza condições ambientais consideradas mais prováveis, ou típicas, para a região onde se encontra a linha de transmissão, e é fixada uma temperatura máxima admissível nos cabos, obtendo-se então a corrente máxima admissível nos mesmos.

As condições ambientais que definem as hipóteses de cálculo mecânico dos cabos pela (NBR5422, 1985) são as seguintes:

- a) temperatura média, sem vento (condição de trabalho de maior duração);
- b) temperatura máxima média, sem vento;
- c) temperatura mínima, sem vento;
- d) temperatura coincidente quando da ocorrência de velocidade do vento de projeto.

Por definição:

Temperatura média = valor médio da distribuição das temperaturas com taxa de amostragem horária.

Temperatura máxima média = valor médio da distribuição das temperaturas máximas diárias.

Temperatura mínima = valor com probabilidade de 2% de vir a ser excedido anualmente, obtido da distribuição das temperaturas mínimas diárias.

Temperatura coincidente = valor considerado como média das temperaturas mínimas diárias, e suposto coincidente com a ocorrência da velocidade do vento de projeto.

A temperatura máxima dos condutores deve ser determinada a partir das condições ambientais (temperatura, radiação solar e velocidade do vento) e de correntes possíveis de ocorrerem simultaneamente, de acordo com registros de dados meteorológicos e de curvas de carga estimadas. Recomenda-se que sejam verificadas, no mínimo as seguintes condições:

- a) corrente máxima, com as condições ambientes correspondentes;
- b) temperatura ambiente e radiação solar máximas, com uma corrente compatível com estas condições.

Devem ser verificadas ainda outras condições nas quais, com base nos dados disponíveis, seja possível a ocorrência de temperaturas mais elevadas. Por segurança, recomenda-se a utilização de uma velocidade de vento não superior a 1 m/s.

Os dados de temperatura para a região atravessada pela linha podem ser estabelecidos pela própria proprietária da mesma quando tiverem sido executadas medições específicas para a região em questão,

desde que a rede de medição local forneça dados mais confiáveis, com um bom sistema e razoável período de registros, e adequada densidade de estações.

Na falta dos dados acima mencionados, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores:

- a) temperatura máxima média;
- b) radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;
- c) brisa a 1 m/s;
- d) corrente máxima.

O método determinístico, por não levar em conta todas as condições ambientais que ocorrem na região, somente condições ambientais típicas, não examina a ocorrência de temperaturas maiores que a de projeto, e dessa forma, traz implícito um risco de falha da linha. Entretanto, estabelece situações conservadoras na maior parte do tempo, considerando um valor de temperatura bem elevado, com um risco de falha bem menor que os adotados pelo método estatístico.

### **4.3 Ampacidade Estatística**

Dentre as principais ações envidadas internacionalmente para o melhor aproveitamento da capacidade de transporte das linhas de transmissão existentes, encontra-se o uso de banco de dados meteorológicos, que permite a adoção de critérios estatísticos no projeto e na operação.

O método de ampacidade determinística, que utiliza valores constantes e determinados para o cálculo da ampacidade, não corresponde ao que realmente acontece durante a operação da linha de transmissão, uma vez que todos os dados ambientais são variáveis (Gabaglia et al., 2005). Para aproximar o cálculo da ampacidade à realidade da operação da LT, que considera as variações climáticas, foi desenvolvido (Fontoura Filho et al., 1993) um critério de ampacidade baseado em técnicas probabilísticas. A mudança do critério de cálculo da ampacidade, de determinístico para estatístico, foi proposta na revisão da NBR5422, e já se encontra em fase de discussão.

Antecedendo o cálculo de ampacidade estatística, e com o objetivo de incorporar as diferenças climáticas, as séries horárias de temperatura do condutor podem ser subdivididas nos períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite. Para cada um dos períodos tem-se um valor de ampacidade e a linha pode então ser projetada para o mais crítico.

Definição dos períodos considerados:

Períodos do ano: Verão - de 1/outubro a 31/março  
 Inverno - de 1/abril a 30/setembro

Períodos do dia: Dia - das 06 às 18 horas  
 Noite - das 18 às 06 horas

No caso da ampacidade estatística, a temperatura máxima do condutor é definida em função do risco térmico, e existem duas temperaturas do condutor que devem ser consideradas no projeto em função do risco térmico envolvido:

1ª - Temperatura de referência, definida como a temperatura a ser utilizada no projeto da LT para o desenho dos perfis dos suportes no terreno e que possui um risco térmico de 15% de ser ultrapassado.

2ª - Temperatura limite de referência, definida como a temperatura a ser utilizada no projeto para a verificação do limite de referência e que deve possuir um risco térmico de 1%, 5% ou 7,5% de ser ultrapassado, dependendo da condição da corrente, nominal ou de sobrecarga.

O risco térmico é a probabilidade de uma temperatura do condutor ser excedida durante o período de operação. A determinação do risco térmico para uma corrente constante deve ser feita considerando séries horárias de dados de temperatura do condutor para as condições climatológicas da região atravessada pela linha. A determinação do risco térmico pode ser feita diretamente a partir do histograma de frequências observadas da série horária da temperatura do condutor, como exemplificado na Figura 4.3, ou através do ajuste da distribuição estatística log-normal a três parâmetros à série horária da temperatura do condutor, dada pela equação 4.1.

$$P(t \geq t_{ref}) = 1 - \int_{t_{min}}^{t_{ref}} f(t) dt \quad (4.1)$$

A probabilidade  $P$  de uma temperatura  $t$  qualquer da série histórica ser maior que a temperatura de projeto  $t_{ref}$  é igual a 1 menos a integral da função densidade de probabilidade no intervalo da temperatura mínima  $t_{min}$  até a temperatura de projeto  $t_{ref}$ .

Estudos realizados por (Menezes Jr. et al., 1986), comparando quatro funções estatísticas às séries horárias de temperaturas, obtidas através da aplicação do modelo de cálculo da ampacidade desenvolvido por Morgan em dados ambientais de diversas regiões do Brasil, observou que a curva que melhor se ajustava às séries era a log-normal. Em observações posteriores com outras séries, percebeu-se que variação da temperatura do condutor e de sua flecha é representada com bastante aproximação por uma distribuição estatística do tipo log-normal a três parâmetros, equação 4.2.

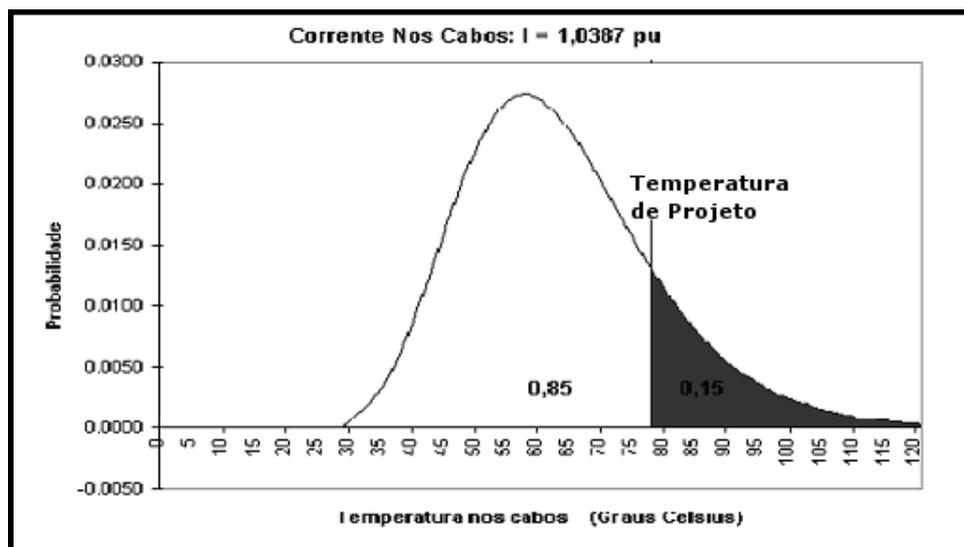


Fig. 4.3: Função densidade de probabilidade log-normal a três parâmetros.

$$f(t) = \frac{1}{\beta\sqrt{2\pi}}(t - t_{min})^{-1} e^{\frac{[-\ln(t-t_{min})-\alpha]^2}{2\beta^2}} \quad (4.2)$$

Os parâmetros da função densidade de probabilidade log-normal a três parâmetros são obtidos a partir da série horária da temperatura do condutor através das estatísticas de temperatura média ( $t_{med}$ ), desvio padrão ( $t_{dp}$ ) e temperatura mínima ( $t_{min}$ ), e equações 4.3 e 4.4:

$$\alpha = \ln(t_{med}) - (\beta^2/2) \quad (4.3)$$

$$\beta = \sqrt{\ln[(t_{dp}/t_{med})^2 + 1]} \quad (4.4)$$

Nas situações em que a ampacidade é determinada por processo iterativo, onde a função densidade de probabilidade deve ser caracterizada para diversos valores de corrente e diâmetros de condutores, as estatísticas das séries horárias podem ser obtidas pelos seguintes modelos de correlação linear múltipla:

$$t_{med} = k_1 + k_2 I^2 d$$

$$t_{dp} = k_4 + k_5 t_{med}$$

$$t_{min} = k_6 + k_1 I^2 d$$

onde:

$t_{med}$  = temperatura média

$t_{dp}$  = desvio padrão da temperatura

$t_{min}$  = temperatura mínima

$I$  = corrente em pu

$d$  = diâmetro do condutor em centímetro

$k_i$  = coeficientes de correlação linear múltipla

A corrente de 1 pu (por unidade) é a corrente necessária para elevar a temperatura do condutor à 80°C, sob as seguintes condições meteorológicas: temperatura do ar de 40°C, sem sol e velocidade do vento de 0,61 m/s.

Os coeficientes  $k_i$  representam as condições climáticas medidas nas séries horárias. Na falta de dados ambientais próprios, a determinação do risco térmico poderá ser feita indiretamente com a utilização dos coeficientes  $k_i$  do Apêndice D.

Na falta das séries horárias da temperatura do condutor, os três parâmetros da distribuição log-normal podem ser determinados, para cada corrente e período climático, pelas condições meteorológicas determinísticas abaixo.

Temperatura mínima do condutor - Parâmetro  $t_{min}$

velocidade do vento: moderada ( $\approx 5$  m/s)

temperatura do ar: média

radiação solar: sem sol

Temperatura com risco térmico de 15% -  $t_{RT15}$

velocidade do vento: 0,6 m/s

temperatura do ar: média das máximas diárias

radiação solar: 1000 W/m<sup>2</sup> (sol forte)

Temperatura com risco térmico de 1% -  $t_{RT01}$

velocidade do vento: sem vento

temperatura do ar: média das máximas diárias

radiação solar: 1000 W/m<sup>2</sup> (sol forte)

Há duas condições de projeto para a corrente nominal que devem ser respeitadas concomitantemente e que são definidas por dois pares de valores de temperatura do condutor e distância mínima cabo-solo ou cabo objeto.

#### 1ª - Condição típica de referência

Nessa condição, a temperatura superficial do condutor para a corrente nominal de projeto tem um risco térmico máximo de 15% e a distância mínima de segurança tem um risco de falha do espaçamento menor que 0,000001.

#### 2ª - Condição limite de referência

Nessa condição a temperatura superficial do condutor para a corrente nominal de projeto tem um risco térmico máximo de 1% e a distância mínima de segurança tem um risco de falha do espaçamento menor que 0,0001.

O risco de falha do espaçamento é a probabilidade de falha da linha por ocorrência de rompimento do isolamento do espaçamento do cabo ao solo/obstáculo. Para o cálculo do risco de falha considera-se a ocorrência simultânea de:

- a) sobretensões que podem dar origem à falha no espaçamento, com descarga para obstáculos próximos ao cabo;
- b) condições ambientais e de carregamento que, ocorrendo conjuntamente, levem o cabo condutor a uma distância mínima, com relação ao obstáculo;
- c) pessoa ou obstáculo sob a linha, no vão crítico.

Estabelecendo-se um risco de falha máximo, é possível determinar a distância mínima entre cabo e obstáculo e a partir dela o abaixamento máximo admissível do cabo, determinando assim a temperatura máxima que o cabo condutor pode atingir.

Também é previsto nessa metodologia o cálculo de valores de ampacidade para as ocorrências de sobrecorrente, de acordo com o seu tempo de duração. Deve-se observar para as sobrecorrentes somente a condição limite de referência, alterando o risco térmico para a temperatura do condutor e mantendo-se a distância de segurança com risco de falha do espaçamento menor que 0,0001.

Para a sobrecorrente com duração de até 2 horas a temperatura superficial do condutor tem um risco térmico máximo de 7,5%. Para a sobrecorrente com duração de até 4 dias a temperatura superficial do condutor tem um risco térmico máximo de 5%. No período de 12 meses os somatórios do número de ocorrências e do tempo de aplicações não podem ultrapassar a 10 vezes e 240 horas, respectivamente.

A temperatura superficial máxima dos condutores usuais (CAA), para os riscos térmicos especificados, não deve exceder a 100°C. Para novos condutores, com limites de temperaturas maiores que os usuais, a definição da temperatura máxima deve ser verificada junto aos fabricantes dos mesmos.

A série horária da temperatura do condutor para uma corrente constante deve ser obtida através de medição direta do estado térmico do condutor ou calculada a partir de dados meteorológicos aplicados a um modelo de equilíbrio térmico de regime permanente e deve representar as condições climatológicas da região atravessada pela linha.

Para que se tenha maior precisão, recomenda-se que os dados meteorológicos para o cálculo da temperatura do condutor em regime permanente procurem ter as seguintes características:

- A velocidade e direção do vento possuam períodos de integração da média igual ou superior a 10 minutos e altura de referência de 10 metros.
- A radiação solar e a temperatura do ar devem representar o valor médio do período de 10 minutos.
- Na representação das sazonalidades do clima, a série horária da temperatura do condutor deve ter um período mínimo de coleta que permita caracterizar os períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia, inverno-noite.

## 4.4 Medição em Tempo Real

Tradicionalmente, o sistema elétrico é operado por limites em função da capacidade elétrica das instalações, o que não retrata da melhor forma a capacidade física dessas instalações. Existe uma folga implícita, devido principalmente ao conservadorismo dos parâmetros do método de cálculo da capacidade elétrica. O monitoramento das condições operativas das linhas aéreas permite operar o sistema com informações precisas de campo, possibilitando a maximização do nível de carregamento das LTs. Estudos (Silva et al., 2005) mostram que o nível de carregamento das LTs pode ser aumentado em até 30% do valor máximo admissível em projeto.

Há alguns anos atrás não existiam equipamentos comercialmente vendidos para a monitoração em tempo real das LTs. Somente nessa última década foram desenvolvidos diversos produtos com diferentes metodologias para medir a temperatura do condutor, direta ou indiretamente (Nascimento et al., 2004; Stephen, 2000). Dentre os métodos e sistemas conhecidos para medição da temperatura, em escala comercial e em fase de desenvolvimento, podemos citar:

- *DTS System (distributed temperature sensing)*: Fibra de vidro no condutor. Medida distribuída ao longo da fibra de vidro. Fonte de laser envia luz e depois são detectadas a reflexão e a dispersão da luz. Alcance: comprimento máximo 25km, resolução espacial 4 m, precisão 2°C. A 12km a precisão é de 1°C. É um dos mais caros (Boot et al., 2002);

- *Power Donut*: A temperatura do condutor é medida pelo contato do termistor. Foram relatados problemas na comunicação;
- *Power Donut2*: Evolução do Power Donut. É capaz de medir valores de corrente, tensão, MW, MVA<sub>r</sub>, MWh e temperatura do condutor. Armazena os dados e os transmite usando tecnologia celular GSM (USi-Power, 2005);
- *TRM (Thermal Rating Monitoring)*, da PTI: Consiste de um bastão que simula o condutor sob a ação do ambiente;
- *CAT-1*: Mede a tensão mecânica. Sistema completo com medições, previsões e alarmes. Produto comercializado pela *The Valley Group*;
- *DGPS*, da *Pserc (Power System Engeneering Research Center)*. Flecha medida diretamente pela diferença de dois GPS (*differential global positioning*). Em desenvolvimento (Heydt and Olsen, 2002);
- *Sagometer*, da *EDM*: utiliza processamento de imagens. Uma "smart" câmera captura a imagem de uma targeta presa ao condutor e processa as coordenadas x e y. Monitora o movimento vertical e horizontal do cabo. A instalação é rápida e não requer o desligamento da linha. Suporta comunicação via celular, rádio frequência, satélite e internet sem fio. Mais informações podem ser encontradas em <http://www.edmlink.com/sagometer.html>
- Sonar: funciona através de uma trena eletrônica que mede a altura cabo-solo. A principal desvantagem desse sistema é estar sujeito a vandalismo pois o sistema é todo instalado no chão.
- Trena Óptica: medidor de altura cabo-solo a Laser. Ao contrário do sonar este ficará instalado no condutor. Utiliza comunicador via satélite e a alimentação para as partes integrantes do equipamento, em baixa tensão, é extraída da própria linha de alta tensão. Em desenvolvimento pelo Lactec (Carvalho et al., 2003);
- Dados Ambientais: Estação meteorológica. Possibilita a aplicação em várias linhas de uma região climaticamente homogênea, e a sua precisão depende da distância dos sensores à linha. Para o cálculo da temperatura do condutor é necessária a informação da corrente na linha.

Combinando dois ou mais métodos como, por exemplo, o de medição da tensão mecânica com dados ambientais, é possível obter os benefícios de ambos os métodos e minimizar as suas desvan-

tagens individuais. A maior dificuldade para isto é o aumento do custo e da complexidade desses sistemas quando combinados.

Esses equipamentos só precisam ser instalados nos vãos críticos (“elos fracos”) da linha, onde podem ocorrer violações das condições limite. A sua identificação pode ser feita com o auxílio de informações de projeto e fazendo inspeções nas LTs.

Dentre os sistemas citados acima, alguns merecem maior destaque por já estarem operando há mais tempo no mundo e pela confiabilidade e precisão de suas medições.

O sistema Power Donut, Figura 4.4, trabalha com a grandeza física da temperatura de operação de cabo aéreo. O objetivo é encontrar a altura cabo-solo de uma LT a partir da variável temperatura de operação dos cabos aéreos.



Fig. 4.4: Sensor de temperatura e corrente

O sistema CAT-1 trabalha com a grandeza física da tensão mecânica de esticamento dos cabos das LTs aéreas (Seppa et al., 1998). O objetivo é encontrar a altura cabo-solo de uma LT a partir da variável de esticamento mecânico dos cabos. O sistema funciona através de uma célula de carga, inserida entre o cabo e a estrutura da LT, mostrado na Figura 4.5, capaz de monitorar a tensão mecânica de esticamento do tramo, utilizando sistema de comunicação local e a distância, disponibilizando essas informações em tempo real para o centro de controle.



Fig. 4.5: Sensor de tração mecânica

O sistema SONAR trabalha com a medição da grandeza física altura cabo-solo. O sistema funciona através de uma trena eletrônica, ilustrada na Figura 4.6, que mede a distância entre dois obstáculos. Os dados são armazenados em uma base de dados, que pode ser acessada em intervalos programados ou em tempo real. A transmissão dos dados é feita por um sistema de comunicação, via telefonia celular, programado para receber chamadas de acesso.

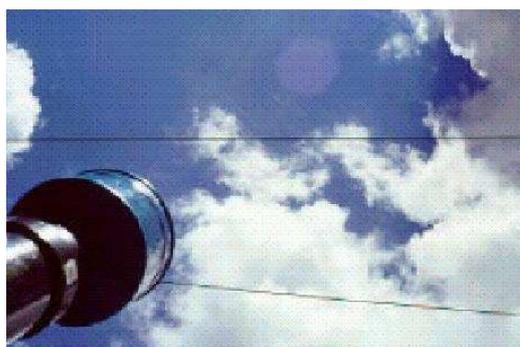


Fig. 4.6: Sensor de distância

A Tabela 4.1 (Nascimento and Carvalho, 2002) compara as características dos sistemas de monitoração descritos anteriormente, conforme experiência, na CEMIG, dos autores desse trabalho.

<b>Tema</b>	<b>Características</b>	<b>CAT-1 (Tração Mecânica)</b>	<b>POWER DONUT (Temperatura)</b>	<b>SONAR (Distância)</b>
<b>Tecnologia</b>	Investimento	Alto	Médio	Alto
	Confiabilidade	Alto	Médio	Alto
	Precisão	Alto	Médio	Alto
	Versão Tecnológica	Atual	Antiga	Nova
	Extensão do monitoramento por sistema	Grande	Pequena	Pequena
<b>Manutenção</b>	No. de subsistemas	Muitos	Poucos	Muitos
	Acesso aos equipamentos	Difícil	Médio	Fácil
	Possibilidade de Vandalismo	Baixo	Baixo	Alto
	Treinamento	Extenso	Normal	Normal
<b>Operação</b>	Instalação do sistema	Linha Desligada	Linha Ligada	Linha Ligada
	Operação do sistema	Difícil	Fácil	Normal
	Tempo de uso no Mundo	6 anos	15 anos	2 anos
	Tempo de uso na Cemig	1 ano	9 anos	comissionamento
	Treinamento	Fácil	Fácil	Fácil
<b>Automação</b>	Informações	Total	Parcial	Total
	Comunicação dos dados	3 níveis de interface	2 níveis de interface	1 nível de interface
	Alarmes	Programados	Não utiliza	Programados
	Programas	Algoritmos para predição e alarmes	Acesso à base de dados	Algoritmos para predição e alarmes
	Treinamento	Extenso	Normal	Extenso
<b>Aplicações</b>	Instalação em vãos invadidos	Razoável	Boa	Ruim
	Local muito irregular	Ótimo	Ruim	Ruim
	Instalação em vãos de difícil acesso	Difícil	Difícil	Fácil
	Tempo de instalação	Longo	Médio	Rápido

Tab. 4.1: Características dos sistemas de monitoração

## 4.5 Previsão de Temperatura

Conhecer a temperatura do condutor em tempo real e a previsão do seu valor máximo, em horizontes que podem variar de horas até anos, é fundamental para a operação otimizada do sistema e para estabelecer e manter a confiabilidade do sistema sob os pontos de vista do projeto e da operação.

Com o crescimento dos bancos de dados com informações monitoradas das linhas de transmissão, cada vez mais, os modelos de predição e análise de carregamento elétrico podem ser explorados, bem como ajustados. Dessa forma, a tecnologia de monitoramento de LTs está se posicionando como uma ferramenta computacional de grande importância para a engenharia de linhas.

Vários pesquisadores buscam desenvolver novas técnicas para a previsão da temperatura do condutor, sendo alguns desses realizados no Brasil (Bosignoli and Silva Filho, 1999; Domingues and Souza, 2004).

Em (Bosignoli and Silva Filho, 1999) é apresentada uma metodologia baseada em Redes Neurais Artificiais, para o cálculo da temperatura superficial de cabos condutores aéreos que permite estimar a temperatura do condutor em tempo real e faz a previsão do seu valor para horizontes de curto e médio prazo. Além das características da linha de transmissão, a modelagem da rede é feita a partir de dados climáticos e, no caso da previsão, da evolução temporal da própria temperatura do condutor.

Para as séries estudadas, as RNA's desenvolvidas foram capazes de reconhecer as variações do clima e suas influências na temperatura superficial de condutores. As RNA's estimaram os valores com maior precisão quando comparadas com modelos da equação de equilíbrio térmico. Essas RNA's têm uso tanto na determinação em tempo real como na previsão da temperatura superficial de condutores a partir de dados climáticos. A rede desenvolvida para prever a temperatura máxima do condutor com antecedência de 24 horas apresentou um bom desempenho no conjunto de treino, mas não manteve o mesmo desempenho no conjunto de teste.

As médias dos erros encontrados, na aplicação do estudo para a estimativa em tempo real e previsão de 24 horas, indicam ser uma metodologia promissora para os estudos de temperaturas de condutores, e conseqüentemente da ampacidade de linhas de transmissão. Para trabalhos futuros, é recomendado o estudo da viabilidade da aplicação de sistemas híbridos, com a inclusão de mais uma técnica de inteligência artificial, para melhorar o desempenho da rede e a aplicação exaustiva da metodologia em outras séries para a generalização dos resultados.

(Domingues and Souza, 2004) descrevem o desenvolvimento de dois modelos para previsão da temperatura de operação de condutores: um modelo completo, baseado em previsões das diversas variáveis meteorológicas; e um modelo direto de previsão que utiliza as séries de valores de temperatura. No desenvolvimento dos modelos de previsão utilizaram-se as seguintes técnicas (Hippert

et al., 1999, 2000; Domingues, 2002):

- Amortecimento exponencial;
- Box-Jenkins (modelos SARIMA);
- Redes Neurais Artificiais (RNA).

Para o modelo completo, trabalhou-se com uma base de dados de 5 anos e, para cada uma das variáveis de interesse foram feitos testes com as diversas técnicas de previsão, de modo a identificar a que melhor modelou cada fenômeno. Os resultados desta análise mostraram que as seguintes variáveis não são determinantes no estabelecimento da temperatura dos condutores (menos de 5% de variação): radiação solar, coeficiente de emissividade e coeficiente de absorção do condutor. O modelo completo consiste então na montagem de previsões para a velocidade do vento e temperatura do ar, utilizando estas previsões no modelo térmico, considerando a corrente de carga desejada, e calculando-se então a previsão (de 24 ou 48 horas) da temperatura de operação do condutor.

Na modelagem da temperatura do ar, os melhores resultados foram obtidos com a aplicação de modelos SARIMA, e para a modelagem da velocidade do vento, os melhores resultados foram obtidos com a aplicação de Redes Neurais, especificamente treinadas para a base de dados de cada estação meteorológica (uma RNA para cada estação de coleta de dados).

O modelo direto de previsão propõe a modelagem de séries de valores medidos de temperatura do condutor obtidos por medição direta ou calculados pelo modelo térmico utilizando variáveis medidas. Neste caso, para as séries de temperatura do condutor trabalhou-se com uma base contendo 1 ano de dados horários, coletados num trecho monitorado de uma linha de transmissão. Ao trabalhar diretamente com valores de temperatura dos condutores, os modelos SARIMA apresentaram bons resultados.

Os testes de validação, utilizando uma base de dados de 1 ano de medições num vão de teste, mostraram que o modelo completo apresentou excelente precisão, com erro máximo em torno de 3,5°C, e que o modelo direto, embora menos preciso, com erros máximos na faixa de 5-6°C, também mostrou um desempenho promissor, sendo bastante robusto e de aplicação muito mais fácil e imediata. Em ambos os métodos, as curvas de temperaturas previstas estão acima das curvas de valores medidos, significando que o erro da previsão, quando observada, ainda está a favor da segurança. Os resultados podem ser vistos na Figura 4.7.

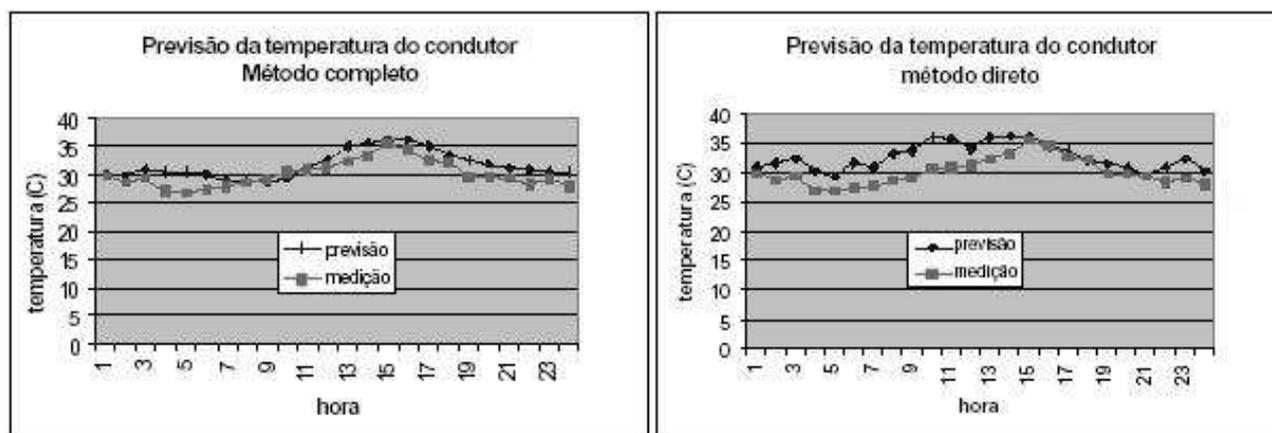


Fig. 4.7: Previsão da temperatura, método completo e direto

Estes resultados de validação (Domingues and Souza, 2004) indicam um bom potencial para estas técnicas sugerindo-se investigar sua aplicação em ferramentas de operação do sistema de transmissão visando dois objetivos principais:

- Estabelecer o carregamento máximo admissível de linhas em condições normais e de emergência;
- Minimizar as perdas operativas no sistema de transmissão.

## 4.6 Experiências das Empresas com o uso da Ampacidade

A metodologia estatística para determinação da capacidade de transmissão de linhas aéreas de transmissão tem se mostrado mais adequada à determinação da ampacidade, permitindo em alguns casos, sem perda de confiabilidade e de segurança, a transmissão de uma potência maior que a determinada pela metodologia determinística, atualmente em uso pelas concessionárias de energia elétrica.

Desde a formação da Força Tarefa conjunta GCPS/GCOI (Força Tarefa, 1993), que desenvolveu essa metodologia estatística, as empresas do grupo ELETROBRAS (Fontoura Filho et al., 1993) e outras empresas de energia como CEMIG (Diniz et al., 1995; Furtado et al., 1997), CELESC (Kosmann, 1997), COPEL e LIGHT (Nogueira et al., 2001), vêm pesquisando e aplicando essa metodologia em seus sistemas. Mais recentemente o ONS vem desenvolvendo um projeto piloto voltado para a inserção de variáveis ambientais no cálculo da ampacidade de linhas de transmissão. A maioria desses estudos são realizados em parcerias com centros de pesquisas como o CEPREL e universidades como a UFMG, UFJF, UFRJ, USP, UFSC, UFPR, entre outras. Vários artigos reportando essas experiências

e resultados podem ser encontrados nas edições do SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

Atualmente o autor desta tese, no CEPEL, participa de dois projetos, um em conjunto com Furnas, que tem por objetivo aferir e validar os modelos analíticos determinísticos e estatísticos para determinação da ampacidade de LTs, identificando o grau de afastamento entre os modelos físico e analítico, e introduzir eventuais parâmetros corretivos. Objetiva ainda desenvolver método de previsão, para curto período de tempo (1 a 4 horas), da temperatura superficial de condutores utilizando técnicas de análise de séries temporais e sistemas especialistas. E outro projeto, em convênio com o Ministério de Minas e Energia, que analisa as perdas de potência no sistema de transmissão da rede básica nacional, sugerindo ações de redução das perdas evitáveis.

A CEMIG vem desenvolvendo um amplo programa de pesquisas e desenvolvimento no tema ampacidade e monitoramento em tempo real de LTs desde os anos 90, envolvendo equipes de planejamento, projeto, operação, manutenção e automação, para a exploração máxima das linhas existentes e incrementar os novos projetos com as novas tecnologias. Em resumo, este programa aborda os seguintes aspectos:

- a) melhor conhecimento dos fenômenos envolvidos no processo;
- b) aperfeiçoamento dos critérios, melhor conhecimento dos riscos envolvidos e maior segurança;
- c) otimização da operação em tempo real, levando em conta as características das linhas, condições meteorológicas e fluxo de carga;
- d) viabilidade do monitoramento em tempo real dos vãos críticos, através de sensores de temperatura do cabo condutor, tensão mecânica ou distância cabo-solo;
- e) análise econômica, visando quantificar os ganhos eventuais advindos da aplicação de novas tecnologias para carregamento de linhas.

Pelos estudos realizados, estima-se a maximização do nível de carregamento das linhas aéreas curtas da CEMIG em até 30% do valor máximo admissível de projeto (Nascimento et al., 2004), que são os limites estabelecidos pela metodologia determinística de cálculo de ampacidade. No caso da LT 138 kV Arcos Divinópolis 2 (Furtado et al., 1997) a metodologia estatística permitiu um ganho de 17% (de 397 A para 464 A) no carregamento máximo admissível, com relação ao determinado pela metodologia determinística (quando do projeto da linha).

No artigo apresentado pela CELESC (Kosmann, 1997), devido a necessidade de um carregamento maior na LT 138 kV Joinville/Eletrosul - Joinville IV, foi proposta a utilização dos critérios estatísticos

desenvolvidos pela (Força Tarefa, 1993). Para os cálculos das correntes e das distâncias admissíveis foram utilizados os programas RISCOGAP e AMPACIDA, desenvolvidos pela Força Tarefa. Os ganhos obtidos do critério probabilístico quando comparado ao determinístico podem ser vistos na Tabela 4.2.

ÉPOCA DO ANO	NORMAL (%)	EMERGÊNCIA (%)
INVERNO DIA	34,3	18,6
INVERNO NOITE	24,3	9,7
VERÃO DIA	63,4	31,5
VERÃO NOITE	21,2	10,3

Tab. 4.2: Ganho de carregamento do critério estatístico quando comparado ao determinístico.

Isto possibilitou a postergação de investimentos com ganho financeiro para a CELESC.

A busca pelo desenvolvimento e universalização das técnicas de ampacidade e monitoramento em tempo real, aplicado às linhas aéreas de transmissão, tornou-se uma tendência natural e mundial, dados os benefícios da otimização na oferta de energia e nos investimentos envolvidos nos processos de expansão e recapacitação das linhas de transmissão, agregando mais confiabilidade e segurança para a operação em tempo real das linhas aéreas.

## Capítulo 5

# Influência do Limite Térmico no Despacho da Geração

### 5.1 Introdução

A demanda por energia elétrica está aumentando anualmente, e há um correspondente aumento na necessidade de transportar essa energia nas linhas de transmissão e distribuição, exigindo a expansão do sistema de transmissão. Dada a modicidade tarifária, é necessário ampliar o uso desse sistema.

A capacidade máxima de carregamento ao longo da linha de transmissão é ditada por considerações de estabilidade do sistema, controle de tensão, custos das perdas de energia e também pela temperatura máxima de operação dos condutores. A temperatura máxima permitida é aquela que resulta na maior flecha permitida, ou que resulta na perda máxima da resistência mecânica por anelamento durante a vida do condutor (Barrett et al., 1982; Harvey, 1969; Harvey and Larson, 1970).

Para uma operação econômica e segura de um sistema de potência são importantes os modelos de despacho baseados em fluxo de potência ótimo, pois estes modelos permitem levar em conta tanto os custos operacionais como também os requisitos operativos, tais como as equações de fluxo de potência e os limites operativos dos equipamentos. Em particular, os limites de transmissão são importantes pois podem causar impacto significativo no despacho de geração.

Como no projeto da LT a sua capacidade é baseada em estimativas muito conservadoras (Seppa and Douglas, 2001), uma linha supostamente sobrecarregada poderia causar em alguns momentos, uma alteração desnecessária no despacho dos geradores e nos demais controles do sistema. O monitoramento da temperatura nos trechos críticos da linha, junto com uma previsão horária da capacidade de transmissão, mantém a linha em condições seguras de operação (Banakar et al., 2005).

A Figura 5.1 mostra uma variação típica da capacidade de transmissão de uma LT durante um dia, comparando um dado limite estático com o limite em tempo real. Podemos observar que na maior parte do tempo a capacidade real da LT é maior que o limite estático, mas durante uma pequena porcentagem de tempo a capacidade real é menor que a estática, comprometendo a segurança da linha.

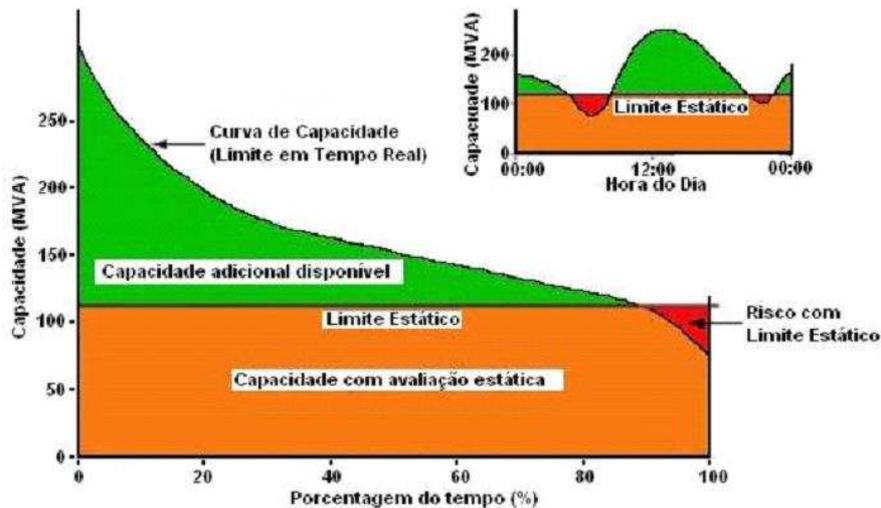


Fig. 5.1: Capacidade de transmissão de energia

Neste capítulo é apresentado um estudo voltado para a otimização da operação, que analisa o impacto das alterações dos limites de carregamentos das LTs (Hazan, 1996) sobre a operação do sistema, levando em conta as características das linhas de transmissão, condições meteorológicas e fluxo de potência ótimo.

Foi desenvolvida uma ferramenta na linguagem computacional Visual Basic 6.0, que permite, de maneira simples, determinar a capacidade máxima de transporte de corrente, nos condutores aéreos, em função do aquecimento provocado pelos parâmetros meteorológicos.

A demonstração dos conceitos e metodologias aqui utilizadas será feita em um sistema de 5 barras. Em seguida, as mesmas serão aplicadas num sistema real de grande porte, equivalente ao sistema brasileiro. O programa usado para a otimização dos sistemas é o FLUPOT, desenvolvido pelo CEPEL. Os limites nas linhas de transmissão foram calculados considerando dados climáticos reais, para cada linha de transmissão individualmente. Para a modelagem dos dados meteorológicos utilizou-se bancos de dados reais com no mínimo três anos de dados coletados. O cálculo da temperatura do condutor foi feito por diferentes metodologias: modelo determinístico, modelo probabilístico e simulada por um sistema de medição em tempo real. Em ambas as metodologias, estatística e determinística, são adotados os modelos analíticos baseados em (Morgan, 1978) para determinação

da capacidade de condução de corrente de linhas aéreas de transmissão com condutores de alumínio e aço.

## 5.2 Metodologia Proposta

Mesmo quando a linha de transmissão é o fator limitante à otimização do sistema, sempre há a possibilidade de flexibilizar esse limite (Moreira et al., 2006), quer seja por repotencialização física, reavaliação do projeto inicial, ou monitoramento da temperatura. Cada alternativa tem o seu custo, e deve ser avaliada caso a caso.

Nesta tese são abordadas as técnicas de menor custo e mais fáceis de serem implementadas para a reavaliação da corrente de projeto e a monitoração da temperatura. Estas técnicas não aumentam a capacidade da LT tanto quanto uma repotencialização física da LT, mas em muitos casos, o aumento conseguido já é o suficiente para atender às necessidades da operação.

Inicialmente processou-se um programa de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), e analisaram-se as variáveis que atingiram os seus limites e impediram uma melhor otimização do sistema. Quando é encontrada uma restrição ativa de fluxo em uma LT, essa LT passa a ser o nosso objeto de estudo. A primeira dúvida que surge é qual o limite necessário para esta LT deixar de ser uma restrição ativa na otimização? A segunda dúvida é como pode ser aumentado esse limite e qual seria o ganho com esse aumento? Para tentar responder essas perguntas, será feita uma reavaliação das correntes de projeto das LTs, considerando as metodologias de ampacidade determinística e estatística, e simulada a monitoração da temperatura pelas condições climáticas, para diferentes sistemas.

## 5.3 Formulação do Problema

O modelo de despacho econômico utilizado é baseado em fluxo de potência ótimo. A função objetivo é dada pelo custo de geração de potência ativa e tem como restrições as equações de fluxo de carga e limites operativos. O custo de geração de potência ativa no FLUPOT é representado unicamente como uma função linear em relação à potência ativa gerada em cada máquina.

$$f = \sum_{i \in I_G} f_i P_i \quad (5.1)$$

$$s.a \quad g(\underline{p}, \underline{q}, \underline{V}, \underline{T}) = 0$$

$$\begin{aligned}
 P_{i_{min}} &< P_i < P_{i_{max}} \\
 Q_{i_{min}} &< Q_i < Q_{i_{max}} \\
 V_{k_{min}} &< V_k < V_{k_{max}} \\
 T_{m_{min}} &< T_m < T_{m_{max}}
 \end{aligned}$$

onde:

$i, k, m$  – índices de usinas, barras e linhas, respectivamente;

$f_i$  – é a função de custo de geração de potência ativa no gerador  $i$ ;

$P_i$  – geração de potência ativa no gerador  $i$ ;

$Q_i$  – geração de potência reativa gerada na usina  $i$ ;

$V_k$  – magnitude de tensão na barra  $k$ .

$T_m$  – fluxo na linha de transmissão  $m$ .

$\underline{g}$  – conjunto (vetor) das equações de fluxo de carga;

$\underline{p}$  – vetor de gerações de potência ativa;

$\underline{q}$  – vetor de gerações de potência reativa;

min e max – valor mínimo e máximo

O limite de fluxo na linha de transmissão  $T_m$  (MVA) é calculado pela equação 5.2, em função da tensão  $V_k$  (pu) e da corrente máxima permitida  $I$ , em *Ampères*. A corrente máxima permitida é determinada pela temperatura máxima  $t_{max}$  definida no projeto da LT, que depende de uma altura limite de segurança do condutor ao solo, das características físicas do condutor e dos parâmetros meteorológicos especificados para a região onde a LT se encontra.

$$T_m = V_k \cdot I(t_{max}) \cdot \sqrt{3} \quad (5.2)$$

As variáveis meteorológicas que influenciam o estado térmico do condutor são: a velocidade e direção do vento, a temperatura ambiente e a radiação solar. Em regime permanente, o calor fornecido é balanceado pelo calor dissipado (nenhuma energia de calor é armazenada no condutor). Considerando os principais efeitos, a equação de balanço de calor pode ser escrita conforme a equação 5.3. Os cálculos da temperatura dos condutores são baseados no modelo desenvolvido por (Morgan, 1978).

$$G_j + G_S = P_c + P_r \quad (5.3)$$

onde:

$G_j$  = aquecimento Joule

$G_s$  = aquecimento solar

$P_c$  = resfriamento por convecção

$P_r$  = resfriamento por radiação

Os parâmetros meteorológicos usados nessa tese são obtidos por três metodologias diferentes:

1 - Método Determinístico: Utilizando-se valores conservadores para representar as séries históricas de estações meteorológicas, e seguindo recomendações da (NBR5422, 1985) quais sejam:

temperatura máxima média do ar;

radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;

vento  $\leq$  1 m/s;

corrente máxima.

2 - Método Estatístico: Metodologia baseada em riscos (probabilísticos) térmicos do condutor e de falha no espaçamento em ar. O risco térmico é a probabilidade de que uma dada temperatura do condutor seja ultrapassada.

Utilizou-se o conceito de risco térmico, apresentado no capítulo 4, para os dados meteorológicos obtidos de uma série histórica, dividindo-os em períodos do ano (verão e inverno) e do dia (dia e noite).

3 - Monitoração e previsão: É feita uma simulação de uma monitoração direta dos parâmetros que são influenciados pela temperatura do condutor. Esta monitoração é feita ao longo de uma LT em todos os pontos críticos em tempo real. Os resultados são mais precisos e permite um melhor aproveitamento da capacidade de transmissão. Apesar da constante variação dos valores de temperatura do ar, de vento e radiação solar, o fenômeno de variação da temperatura do condutor não é instantâneo. Esta característica permite fazer também uma previsão de curto prazo (algumas horas).

Os sistemas de monitoração mais usuais para medir indiretamente a temperatura dos condutores são os que monitoram a tensão mecânica, a altura do condutor, os dados meteorológicos ou diretamente a temperatura no condutor. No modelo aqui usado, considerou-se que os dados meteorológicos estão sendo medidos exatamente nos vãos críticos das linhas de transmissão, representando com precisão a variação da temperatura no condutor.

## 5.4 Testes e Resultados

### 5.4.1 Sistema de 5 barras

Para demonstrar a metodologia e simular diferentes pontos de operação com condições meteorológicas variadas, usou-se um sistema inspirado em (Deb, 2000), de 5 barras, com 5 circuitos duplos e parâmetros definidos conforme a Tabela 5.1 e a Figura 5.2.

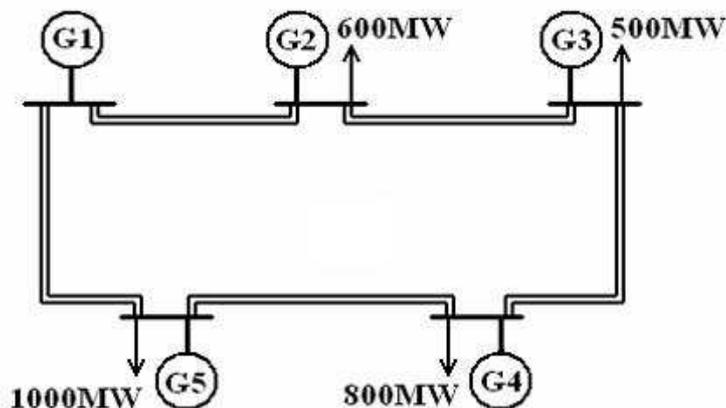


Fig. 5.2: Sistema de 5 barras e 5 geradores.

De Barra	Para Barra	Linha	$Z1=R1+jX1$	$Ys/2$
1	2	1	$0,02+j0,13$	$j0,03$
1	5	2	$0,05+j0,32$	$j0,025$
2	3	3	$0,016+j0,10$	$j0,02$
3	4	4	$0,02+j0,13$	$j0,02$
4	5	5	$0,016+j0,10$	$j0,015$

Tab. 5.1: Dados da rede de transmissão de 230 kV.

A faixa de tensão dos geradores é de 0,95 a 1,05 pu. O gerador G1 pode gerar de 0 a 2000 MW, G2 de 0 a 800 MW, G3 de 0 a 500 MW, G4 de 400 a 800 MW e G5 de 0 a 800 MW.

No sistema apresentado acima foi suposto, para facilitar os cálculos, que todos os circuitos pertencem a uma mesma região climática (Região 1) com características homogêneas, sendo portanto, representados por uma única estação meteorológica.

Dados das LTs:

Condutor tipo ACSR Rail;

Diâmetro do condutor ( $D_s$ ) = 2,959 cm;

Resistência a  $25^\circ C$  ( $R_{25}$ ) = 0,0624 Ohm/km;

Resistência a  $75^\circ C$  ( $R_{75}$ ) = 0,0743 Ohm/km;

Coefficiente de correção da temperatura a  $25^\circ C$  ( $\alpha_o$ ) = 0,00395  $1/^\circ C$

Emissividade ( $\epsilon$ ) = 0,7;

Absorção ( $\alpha_s$ ) = 0,5.

O cálculo da corrente máxima permitida para cada circuito, levando em conta os parâmetros meteorológicos nessa única estação foi feito a partir das três metodologias citadas na seção anterior.

#### a) Modelo Determinístico

De acordo com o modelo determinístico apresentado anteriormente, será calculada a corrente equivalente para a temperatura máxima do condutor, que foi assumida como sendo de  $75^\circ C$ . Essa é a maior temperatura que o condutor pode atingir sem que os limites de altura cabo-solo do condutor sejam violados.

Dados Meteorológicos usados:

Velocidade do vento = 0,61 m/s;

Direção do vento =  $90^\circ$ ;

Temperatura do ar =  $32^\circ C$ ;

Radiação solar = 1000  $W/m^2$ .

A partir das equações de balanço de temperatura, vistas na sub-seção 3.3.2, pode-se calcular a corrente equivalente para a temperatura de  $75^\circ C$  da seguinte maneira:

$$G_j = P_c + P_r - G_s$$

$$G_s = \alpha_s \cdot D_s \cdot I_s$$

$$G_s = 0,7 \cdot 2,959 \cdot 10^{-2} \cdot 1000$$

$$G_s = 20,71 \text{ W/m}$$

$$P_r = \pi \cdot D_s \cdot \epsilon \cdot \sigma_B \cdot [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4]$$

$$P_r = \pi \cdot 0,002959 \cdot 0,5 \cdot (5,6697 \cdot 10^{-8}) \cdot [(75 + 273)^4 - (32 + 273)^4]$$

$$P_r = 15,84 \text{ W/m}$$

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot (Nu)_{D,f}$$

Para uma velocidade de vento igual 0,61 m/s a convecção é forçada.

$$T_f = 0,5 \cdot (T_s + T_a)$$

$$T_f = 0,5 \cdot (75 + 32) = 53,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot T_f = 0,028052$$

$$\nu_f = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot T_f = 1,895 \cdot 10^{-5}$$

$$(Re)_{D,f} = U \cdot D_s / \nu_f$$

$$(Re)_{D,f} = 0,61 \cdot 0,02959 / 1,828 \cdot 10^{-5} = 952,66$$

Pela tabela 3.2,  $B = 0,583$  e  $n = 0,471$

$$(Nu)_{D,f} = B \cdot [(Re)_{D,f}]^n$$

$$(Nu)_{D,f} = 0,583 \cdot [952,66]^{0,471} = 14,7485$$

$$P_c = \pi \cdot 0,028052 \cdot (75 - 32) \cdot 14,7485 = 55,89 \text{ W/m}$$

$$G_j = P_c + P_r - G_s = 55,89 + 15,84 - 20,71$$

$$G_j = 51,02 \text{ W/m}$$

$$G_j = I^2 \cdot R_{75}$$

$$I = \sqrt{G_j / R_{75}} = \sqrt{51,02 / 0,0743 \cdot 10^{-3}}$$

$$I = 828,67 \text{ A}$$

Para essas condições, a corrente máxima permitida calculada para o condutor é 829 A. Como os circuitos desse sistema possuem dois condutores, a capacidade máxima de cada circuito é  $2 \times 829 = 1658$  A. Para esse sistema de 230 kV o fluxo máximo permitido em cada circuito é 660 MVA. O resultado do FPO, otimizando o custo da geração, pode ser visto na tabela abaixo. Com esse limite de fluxo, o gerador 1, que tem o menor custo, não pode gerar mais que 1303 MW.

Barra	Geração (MW)	Custo Unitário Ger. (\$/MW)	Custo de Geração (\$)
1	1303	10,30	13.420,90
2	462	24,20	11.180,40
3	500	12,50	6.250,00
4	400	25,30	10.120,00
5	238	20,50	4.879,00
Custo de Geração Total (\$)			45.850,30

Tab. 5.2: Custo com limite determinístico (660 MVA)

## b) Modelo Estatístico

Para a atingir a mesma temperatura de  $75^{\circ}\text{C}$ , segundo o método estatístico, devemos obter quatro capacidades de correntes diferentes, considerando diferentes períodos do ano e diferentes períodos do dia. A menor corrente encontrada será a utilizada para efeito de comparação.

As correntes encontradas para os períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite são respectivamente, 1070 A, 965 A, 1050 A e 995 A.

O período mais crítico segundo o método estatístico, para esta região, é o verão-noite, que permite que o condutor tenha uma corrente máxima de 965 A, para um risco de 15% de superar a temperatura de  $75^{\circ}\text{C}$  ao longo do período analisado. O fluxo neste circuito para os dois condutores do circuito é 1930 A ou 769 MVA. Podemos observar na Tabela 5.3 que o custo total da geração foi inferior ao calculado considerando a metodologia determinística.

Barra	Geração (MW)	Custo Unitário Ger. (\$/MW)	Custo de Geração (\$)
1	1521	10,30	15.666,30
2	417	24,20	10.091,40
3	500	12,50	6.250,00
4	400	25,30	10.120,00
5	68	20,50	1.394,00
Custo de Geração Total (\$)			43.521,70

Tab. 5.3: Custo com limite estatístico (769 MVA)

## c) Linhas Monitoradas

Nas linhas monitoradas, obtemos valores diversos de temperaturas para um mesmo carregamento ao longo de um dia. Essa discretização pode ser de minutos a horas, dependendo das características próprias da região e do estudo que se deseje.

Tomando valores reais de uma estação meteorológica vamos comparar duas situações opostas, uma com condição favorável e outra desfavorável para o carregamento.

## 1 - Condição favorável:

Velocidade do vento = 2 m/s;

Direção do vento =  $130^{\circ}$ ;

Temperatura do ar =  $11,3^{\circ}\text{C}$ ;

Radiação solar =  $0 \text{ W/m}^2$ ;

A corrente calculada por condutor para estas condições é 1491 A. Para o circuito a capacidade é de 2982 A ou 1188 MVA.

2 - Condição desfavorável:

Velocidade do vento= 0,2 m/s;

Direção do vento = 60°;

Temperatura do ar = 21°C;

Radiação solar = 800 W/m<sup>2</sup>;

A corrente calculada por condutor para estas condições é 798 A. Para o circuito a capacidade é de 1596 A ou 636 MVA. Note que esse limite é inferior ao calculado pelo método determinístico.

Nas Tabelas 5.4 e 5.5, mostraremos os resultados obtidos pelo FPO utilizando limites calculados pela simulação de uma linha monitorada.

Barra	Geração (MW)	Custo Unitário Ger. (\$/MW)	Custo de Geração (\$)
1	2000	10,30	20.600,00
2	0	24,20	0,00
3	500	12,50	6.250,00
4	400	25,30	10.120,00
5	7	20,50	143,50
Custo de Geração Total (\$)			37.113,50

Tab. 5.4: Custo com monitoração, condição favorável (1188 MVA)

Barra	Geração (MW)	Custo Unitário Ger. (\$/MW)	Custo de Geração (\$)
1	1272	10,30	13.101,60
2	451	24,20	10.914,20
3	500	12,50	6.250,00
4	400	25,30	10.120,00
5	281	20,50	5.760,50
Custo de Geração Total (\$)			46.146,30

Tab. 5.5: Custo com monitoração, condição desfavorável (636 MVA)

Dos resultados encontrados e agrupados na Tabela 5.6, podemos observar como os limites na transmissão podem afetar o despacho dos geradores e conseqüentemente, o custo total da geração. O

critério determinístico teve um custo maior de geração quando comparado ao critério estatístico. A simulação de um sistema monitorado para um horário com condição meteorológica favorável resultou num custo ainda menor, e uma condição desfavorável teve um custo levemente maior para este intervalo de tempo.

A utilização do sistema de monitoração é sempre preferível, por ser mais realista e permitir o pleno aproveitamento da LT. Neste sistema, a economia obtida no custo total de geração, indica a viabilidade econômica do investimento em monitoração.

Barra	Determinístico		Estatístico		Condição Favorável		Condição Desfavorável	
	Geração (MW)	Custo (\$)	Geração (MW)	Custo (\$)	Geração (MW)	Custo (\$)	Geração (MW)	Custo (\$)
1	1303	13.420,90	1521	15.666,30	2000	20.600,00	1272	13.101,60
2	462	11.180,40	417	10.091,40	0	0,00	451	10.914,20
3	500	6.250,00	500	6.250,00	500	6.250,00	500	6.250,00
4	400	10.120,00	400	10.120,00	400	10.120,00	400	10.120,00
5	238	4.879,00	68	1.394,00	7	143,50	281	5.760,50
Custo Total de Geração (\$)		45.850,30	43.521,70		37.113,50		46.146,30	
Ganho em relação ao determinístico		0,0 (%)	5,35 (%)		23,54 (%)		-0,64 (%)	

Tab. 5.6: Resultados para o sistema de 5 barras

#### 5.4.2 Sistema IEEE 14 barras

Mais alguns testes foram feitos, utilizando a rede IEEE 14 barras, Apêndice A.1, para verificar a influência do limite térmico no despacho econômico da operação.

Primeiramente foi rodado um FPO para a rede sem restrições de fluxos na linhas. Em seguida, são rodados e avaliados vários fluxos de potência, considerando os limites nas linhas calculados por diferentes metodologias. Para aumentar o fluxo de corrente nos circuitos e simular violações de limites térmicos nessa rede, foi necessária uma relaxação dos limites de tensão nas barras. Foi permitido à tensão variar na faixa de 0,9 a 1,2 pu.

A função objetivo usada é o mínimo custo de geração ativa, e as variáveis de controle são: potência ativa gerada, potência reativa gerada, tap do transformador, tensão em barra PV e tap do transformador do conversor.

Considerando as linhas de transmissão sem os limites de fluxo, o FPO convergido encontrou cinco variáveis (tensão e geração) no limite, conforme Tabela 5.7. O somatório da função objetivo, custo

total da geração, resultou em \$ 2306. O relatório de barras do sistema é mostrado na Tabela 5.8.

Localização	Grandeza	Valor	Limite
BARRA-1	Tensão em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-6	Tensão em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-8	Tensão em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-2	Potência ativa gerada	200.00	SUP
BARRA-3	Potência ativa gerada	300.00	SUP

Tab. 5.7: Rede IEEE 14, sem limites de fluxo nas linhas: grandezas no limite.

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	2	1.200	.0	499.9	-13.0	.0	.0	.0	.0
2	1	1.194	-7.9	199.9	226.7	241.7	12.7	.0	.0
3	1	1.199	-5.5	300.0	55.9	94.2	19.0	.0	.0
4	0	1.061	-17.7	.0	.0	87.8	-3.9	.0	.0
5	0	1.053	-17.9	.0	.0	57.6	9.6	.0	.0
6	1	1.200	-47.5	108.8	235.6	141.2	7.5	.0	.0
7	0	1.093	-28.8	.0	.0	.0	.0	.0	.0
8	1	1.200	-21.0	101.2	79.4	.0	.0	.0	.0
9	0	1.070	-40.2	.0	.0	129.5	16.6	.2	.0
10	0	1.065	-44.4	.0	.0	59.0	2.8	.0	.0
11	0	1.106	-48.3	.0	.0	53.5	2.8	.0	.0
12	0	1.055	-55.6	.0	.0	96.1	11.6	.0	.0
13	0	1.084	-53.0	.0	.0	93.5	14.8	.0	.0
14	0	1.006	-50.7	.0	.0	64.9	9.0	.0	.0

Tab. 5.8: Rede IEEE 14, sem limites de fluxos nas linhas: relatório de barras

#### a) Método Determinístico

Para o cálculo da capacidade de transmissão é necessário ter algumas informações mais detalhadas sobre as linhas de transmissão, como o tipo e o número de condutores por circuito, temperatura de referência no projeto e informações sobre a região onde se encontram essas linhas.

Para se prosseguir com os testes, foram feitas as seguintes considerações sobre o sistema IEEE14 barras:

- Todo o sistema opera na tensão de 220 kV;

- As linhas de transmissão são formadas por um condutor do tipo Dove;
- A temperatura de referência de projeto para todas as linha é 60°C;
- Para o estado de conservação dos condutores, são atribuídos valores de emissividade de 0,5 e absorção igual a 0,6.

As condições climáticas para o cálculo da ampacidade determinística, levam em consideração as seguintes variáveis:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do vento = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;

A corrente de projeto necessária para atender os requisitos acima é de 524 A. Portanto, as linhas de transmissão, utilizando o método de cálculo determinístico, tem um limite de fluxo de 200 MVA. O FPO, adotando esses limites gerou uma solução com o custo de \$ 2405, sendo 4,29% maior que o custo sem os limites de transmissão. Quatro variáveis e duas restrições ficaram no limite, conforme Tabela 5.9. Pelas Tabelas 5.10 e 5.11, pode-se observar que houve alteração no despacho de quatro geradores.

Localização	Grandeza	Valor	Limite
BARRA-1	Tensão em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-6	Tensão em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-2	Potência ativa gerada	200.00	SUP
BARRA-3	Potência ativa gerada	300.00	SUP
7 → 9	Fluxo em circuitos (MVA)	200.00	SUP
1 → 2	Fluxo em circuitos (MVA)	200.00	SUP

Tab. 5.9: IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: grandezas no limite.

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr
1	2	1.200	.0	333.5	28.9	.0	.0
2	1	1.173	-4.8	200.0	73.9	241.7	12.7
3	1	1.199	-1.0	300.0	46.6	94.2	19.0
4	0	1.092	-11.9	.0	.0	87.8	-3.9
5	0	1.091	-12.2	.0	.0	57.6	9.6
6	1	1.200	-31.2	220.2	155.8	141.2	7.5
7	0	1.114	-18.8	.0	.0	.0	.0
8	1	1.200	-9.4	124.1	69.0	.0	.0
9	0	1.090	-29.0	.0	.0	129.5	16.6
10	0	1.083	-32.1	.0	.0	59.0	2.8
11	0	1.115	-33.9	.0	.0	53.5	2.8
12	0	1.058	-39.4	.0	.0	96.1	11.6
13	0	1.087	-37.3	.0	.0	93.5	14.8
14	0	1.023	-37.4	.0	.0	64.9	9.0

Tab. 5.10: Rede IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: relatório de barras.

Controle Tipo	Barra / Circuito		Variação			
	Num	Nome	Inicial	Desvio	Final	Unidade
GE_P	1	BARRA-1	499.9	-166.4	333.5	MW
GE_P	2	BARRA-2	199.9	.1	200.0	MW
GE_P	6	BARRA-6	108.8	111.4	220.2	MW
GE_P	8	BARRA-8	101.2	22.9	124.1	MW
GE_V	1	BARRA-1	1.199	.001	1.200	P.U.
GE_V	2	BARRA-2	1.194	-.021	1.173	P.U.

Tab. 5.11: Rede IEEE 14, com limites determinísticos de fluxos nas linhas: variações nos controles.

Em alguns geradores a potência ativa  $GE_P$  e a tensão de controle  $GE_V$  foram alteradas pelo FPO, quando foram considerados os novos limites de fluxos.

## b) Variando as condições do Determinístico

Considerando uma condição de operação mais favorável que a anterior, usaremos os seguintes dados climáticos:

Velocidade do vento = 2 m/s;

Direção do vento = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;

A corrente necessária para aquecer as linhas de transmissão, com os dados fornecidos acima é de 715 A, elevando o limite de fluxo das linhas de transmissão para 272 MVA. O custo de geração de potência ativa é \$ 2334,43. Com um limite maior de fluxo, o despacho dos geradores é diferente, e custo de geração fica 1,23 % menor. Somente uma linha de transmissão se encontra restringida no limite. O estado da rede pode ser visto nas Tabelas 5.12 a 5.14.

Localização	Grandeza	Valor	Limite
BARRA-1	Tensao em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-6	Tensao em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-8	Tensao em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-2	Potencia ativa gerada	200.00	SUP
BARRA-3	Potencia ativa gerada	300.00	SUP
1 → 2	Fluxo em circuitos (MVA)	272.00	SUP

Tab. 5.12: Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: grandezas no limite.

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr
1	2	1.200	.0	444.3	34.7	.0	.0
2	1	1.172	-6.7	200.0	123.7	241.7	12.7
3	1	1.199	-3.9	300.0	66.0	94.2	19.0
4	0	1.064	-15.7	.0	.0	87.8	-3.9
5	0	1.057	-16.2	.0	.0	57.6	9.6
6	1	1.200	-44.0	120.2	226.5	141.2	7.5
7	0	1.093	-24.3	.0	.0	.0	.0
8	1	1.200	-13.9	134.8	84.8	.0	.0
9	0	1.071	-36.2	.0	.0	129.5	16.6
10	0	1.066	-40.4	.0	.0	59.0	2.8
11	0	1.107	-44.5	.0	.0	53.5	2.8
12	0	1.055	-52.0	.0	.0	96.1	11.6
13	0	1.084	-49.4	.0	.0	93.5	14.8
14	0	1.006	-46.9	.0	.0	64.9	9.0

Tab. 5.13: Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: relatório de barras.

Controle Tipo	Barra / Circuito		Variação			
	Num	Nome	Inicial	Desvio	Final	Unidade
GE_P	1	BARRA-1	499.9	-55.6	444.3	MW
GE_P	2	BARRA-2	199.9	.1	200.0	MW
GE_P	6	BARRA-6	108.8	11.4	120.2	MW
GE_P	8	BARRA-8	101.2	33.6	134.8	MW
GE_V	1	BARRA-1	1.199	.001	1.200	P.U.
GE_V	2	BARRA-2	1.194	-.022	1.172	P.U.

Tab. 5.14: Rede IEEE 14, com limites maiores de fluxos nas linhas: variações nos controles.

Ao contrário do caso anterior, considera-se agora, uma condição menos favorável, onde os limites de fluxos calculados são menores que a condição de projeto. Para tal, utiliza-se o conjunto de dados abaixo:

Velocidade do vento = 0,3 m/s;

Direção do vento = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>;

A corrente calculada para estes dados é de 424 A, sendo o limite de fluxo nas linhas de 161 MVA. Com esses limites nas linhas, o FPO não conseguiu convergir, indicando que devem ser tomadas ações corretivas para viabilizar o despacho. O processo de otimização foi interrompido com a função objetivo valendo \$ 2482,09, com uma restrição de circuito (7-9) violando o limite superior, e as seguintes variáveis no limite:

Localização	Grandeza	Valor	Limite
BARRA-1	Tensao em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-6	Tensao em barra PV	1.2000	SUP
BARRA-8	Potencia reativa gerada	-6.00	INF
BARRA-2	Potencia ativa gerada	200.00	SUP
BARRA-3	Potencia ativa gerada	300.00	SUP
BARRA-6	Potencia ativa gerada	300.00	SUP
1 → 2	Fluxo em circuitos (MVA)	161.00	SUP
9 → 7	Fluxo em circuitos (MVA)	161.00	SUP

Tab. 5.15: Rede IEEE 14, com limites menores de fluxos nas linhas: grandezas no limite.

#### c) Método Estatístico

Um outro cálculo a ser considerado é com a utilização de uma base de dados de uma estação meteorológica. Aplicando a metodologia de ampacidade estatística, obtém-se quatro valores de ampacidades, em regime normal de operação. Os resultados encontrados estão resumidos na Tabela 5.16. Todos os limites calculados são superiores ao do método determinístico, mesmo o menor deles, que é no período verão dia.

Período	Corrente	Capacidade	Custo de Geração	Ganho em relação ao Determinístico
Determinístico	524 A (0,74 pu)	200 MVA	2405 \$/MW	0%
Verão dia	593 A (0,83 pu)	225 MVA	2375 \$/MW	1,26%
Verão noite	629 A (0,89 pu)	240 MVA	2359 \$/MW	1,95%
Inverno dia	711 A (1,00 pu)	271 MVA	2335 \$/MW	3,00%
Inverno noite	732 A (1,03 pu)	278 MVA	2329 \$/MW	3,26%

Tab. 5.16: Rede IEEE 14, com limites estatísticos de fluxos nas linhas: resultados

### 5.4.3 Sistema brasileiro

O sistema aqui utilizado foi ajustado para rodar no FLUPOT e é baseado num sistema da rede brasileira montado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, conforme Apêndice A.3, para estudos de confiabilidade, com a configuração do Sistema Interligado Brasileiro em dezembro 2003, patamar de carga pesada.

O coeficiente de custo linear da geração ativa utilizado é igual a 1,0 para todos os geradores do sistema, incluindo a barra de referência (*slack*), com exceção dos 20 maiores geradores, onde o coeficiente usado é 0,5. Esta não é uma condição ideal para a realização deste tipo de estudo, pois estes coeficientes poderiam ser obtidos, conforme Apêndice B, mas isto demandaria um grande esforço e tempo, não sendo este o objetivo principal desta tese. Neste caso, o custo da geração minimizado não é um valor real, mas ajudará na validação da metodologia proposta.

Devido ao tamanho do sistema e a falta de informações complementares para um estudo mais aprofundado, adotaram-se os seguintes procedimentos para a realização dos testes:

1 – Execução do programa FLUPOT minimizando o custo total de geração ativa com os controles de geração ativa, geração reativa, controle de tensão e variação de taps ativados. Foram considerados os limites originais do sistema.

Numa primeira etapa foram desconsiderados os limites de fluxos nas LTs. A solução convergiu para um estado em que o custo de geração é de \$ 42.439,15.

2 – Considerando o limite de fluxo em emergência.

Repetiu-se o procedimento acima considerando os limites originais desse sistema. Os limites de fluxo considerados como restrição do FPO neste caso serão os limites de emergência. O custo total de geração continuou praticamente o mesmo, \$ 42.439,02. Essa pequena diferença, na casa dos decimais, ocorreu por causa da LT 230 kV Nobres-N.Mutum que atingiu o seu limite de 120 MVA, quando antes estava transportando 120,73 MVA, e da LT 230 kV LucasRV-Sorriso também limitada em 120 MVA quando transportava 123,34 MVA.

### 3 - Considerando o limite normal de operação.

Considerando agora os limites normais de operação, o FPO não conseguiu convergir. O processo iterativo foi interrompido com a função objetivo valendo \$ 43.664,35, com 5 variáveis no limite, sendo 3 delas restrições de fluxos em circuitos.

As LTs no limite são: LT 230 kV S.Mesa-Niquelândia (LT1) com limite de 144 MVA, LT 230 kV Nobres-N.Mutum (LT2), 107 MVA e da LT 230 kV LucasRV-Sorriso (LT3), 107 MVA.

### 4- Simulação pelo Método Estatístico.

Como o projeto das LTs brasileiras ainda seguem a metodologia determinística, o limite determinístico é a própria capacidade de transmissão normal em MVA, representados pelos limites originais do sistema no FPO.

Vamos refazer o cálculo da capacidade de transmissão dessas LT pelo método estatístico e rodar novamente o FPO buscando uma solução factível para este sistema nessa nova condição de otimização.

Para calcular o limite pelo método estatístico temos que saber qual a temperatura de operação para qual as LTs foram projetadas. Na falta dessa informação vamos fazer algumas considerações para que seja possível a realização desses cálculos. A LT 230 kV S.Mesa-Niquelândia (LT1) possui um circuito simples com 1 condutor do tipo Linnet. Os dados meteorológicos dessa região são os mesmos usados anteriormente no sistema de 5 barras, Região 1.

Feitas as considerações acima para a LT1, cujo limite é de 144 MVA (361 A), e aplicando o método determinístico para o cálculo da temperatura da LT equivalente a essa corrente, encontrou-se a temperatura limite de projeto em operação normal de 62,4°C. A partir dessa temperatura de 62,4°C, podemos simular o novo limite de corrente da LT pela metodologia estatística.

Para essa temperatura, as capacidades estatística para os períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite, correspondem especificamente a, 186 MVA (466 A), 175 MVA (440 A), 185 MVA (465 A) e 180 MVA (452 A). Utilizaremos a menor capacidade 175 MVA, do período verão-

noite.

Para as outras duas LTs vamos supor que foram projetadas para trabalhar com um circuito simples formado por um condutor do tipo Linnet. A LT2 e a LT3 estão situadas numa mesma região (Região 2) diferente da LT1. Para uma capacidade determinística de 107 MVA (269 A), a LT2 e a LT3 possuem uma temperatura de projeto de  $53,6^{\circ}\text{C}$ . Para essa temperatura, a capacidade estatística para o verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite, correspondem especificamente a 144 MVA (362 A), 155 MVA (390 A), 147 MVA (370 A) e 160 MVA (402 A). A menor capacidade da LT2 e LT3 pelo cálculo estatístico é 144 MVA, que pelas características dessa Região 2, foi encontrada no período verão-dia.

Rodando novamente o FPO com os novos limites normais calculados pela metodologia estatística, o sistema convergiu e o mínimo custo de geração ativa encontrado, \$ 42.439,75, ficou bem próximo ao caso onde os limite de transmissão não eram considerados.

Dentre as grandezas no limite ao final do processo de otimização, considerando como limite a capacidade normal de transmissão calculada pelo método estatístico, foram encontradas duas LTs que alcançaram os seus limites máximos de carregamento: a LT 230 kV Pirapama-RecifeII e a LT 230 kV CampoComprido-Pilarzinho. Como o custo encontrado é bem próximo ao menor custo de geração, sem limites de transmissão, uma nova análise para estas novas LTs torna-se dispensável.

## 5.5 Considerações Finais

As limitações presentes na transmissão restringem o movimento de energia impondo um custo adicional ao sistema. Os problemas de capacidade de transferência de potência do sistema de transmissão são mais relevantes nos períodos de demanda alta, já que nem toda a potência gerada pelas usinas de custo menor pode ser transportada. Assim a demanda é atendida por usinas de custo maior, as quais só operam pela presença das restrições na transmissão.

A capacidade nas linhas de transmissão para transferir energia entre os diferentes nós da rede determina o grau de competição entre os geradores. Uma capacidade ilimitada na transmissão conduz a um mercado mais competitivo.

A adoção de novas metodologias de cálculo que permitem levar em consideração a influência das variações climáticas nas linhas aéreas de transmissão pode trazer benefícios não só para a segurança mas também para a economia da geração de energia.

Uma linha que atinge o seu limite máximo de carregamento tende a causar alterações nas variáveis de outras barras do sistema e não somente nas barras terminais dessa linha.

Nos testes apresentados neste capítulo, observamos a importância desses estudos para a operação do sistema e o quanto promissor pode ser a sua utilização, que pode ser implementada de forma gradual no sistema.

Nos testes feitos com o sistema brasileiro, não foi possível obter grandes ganhos, porque os custos dos geradores eram todos iguais e lineares. Para as usinas hidrelétricas, a função custo de geração pode ser representada pelas curvas de perdas das usinas, conforme Apêndice B.

A monitoração dos dados meteorológicos junto à previsão da temperatura do condutor permitiu que se operasse a linha de forma otimizada. A vantagem desse sistema em relação aos outros é que, além de poder ser também instalado no ponto crítico da LT, ele agrega informações úteis para outras aplicações, como por exemplo: para a formação de um banco de dados meteorológicos que pode ser usado em projetos futuros de reforços na LT; no setor agrícola e agropecuário; na indústria e comércio; no turismo, lazer e esporte; etc.

## Capítulo 6

# Influência da Temperatura do Condutor nas Perdas Elétricas do Sistema

### 6.1 Introdução

A regra vigente para as empresas transmissoras implica numa preocupação exclusiva com a disponibilidade das instalações, não remunerando itens relacionados com a eficiência e redução de perdas. Desta forma o tradicional controle de itens de projeto, manutenção e operação de linhas visando o controle das perdas deixou de ser feito por não haver o necessário estímulo econômico à sua execução.

Como o custo das perdas no sistema de transmissão recai sobre os consumidores, é importante que se atue no controle desse processo, sugerindo ações de redução das perdas evitáveis e eventualmente propondo incentivos e remuneração adicional para as empresas implantarem procedimentos para redução de perdas. Medidas neste sentido estão sendo tomadas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, em conjunto com a ELETROBRAS e o CEPEL.

A perda por efeito Joule no sistema de transmissão, por se tratar do mecanismo primário de perdas, teve seu modelo físico geral analisado. A partir deste modelo físico foi desenvolvida uma metodologia, incorporando a previsão das variáveis meteorológicas de interesse, modelos de ampacidade de linhas de transmissão e ferramentas de análise de sistemas, que permitem identificar condições otimizadas de operação do sistema de transmissão, de modo a trabalhar com a menor perda possível. Além da quantificação e redução das perdas, um outro benefício incluso é o conhecimento das temperaturas reais das LTs relacionadas a aspectos como segurança.

Foram realizados diversos testes visando identificar a sensibilidade da perda Joule em sistemas

de transmissão à temperatura de operação dos condutores. Nos diferentes casos estudados até o momento, se conseguiu uma redução de perda de até 20%, o que é um indicativo extremamente promissor do potencial de aplicação de uma metodologia que incorpore a informação climática de cada região na operação do sistema.

## 6.2 A Metodologia

Em estudos feitos, internamente, por pesquisadores do CEPEL, analisando os mecanismos secundários de perda de energia em linhas de transmissão, incluindo as perdas em cabos pára-raios, cadeias de isoladores, perdas por efeito corona, etc., foi identificada a participação de cada componente na composição da perda total da linha de transmissão. Na Figura 6.1, observamos que numa linha de transmissão de 500 kV, com 300 km de comprimento, a componente principal responsável por quase toda a perda da LT é a perda Joule nos condutores. Essa afirmação pode ser generalizada e estendida à maioria das LTs em operação.

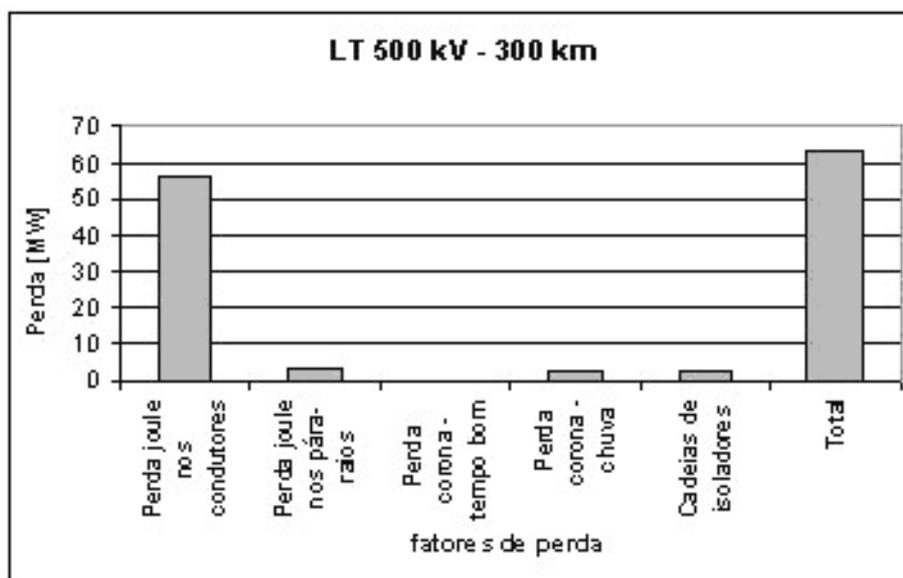


Fig. 6.1: Composição da perda numa LT 500 kV - valores típicos

Para se reduzir as perdas da transmissão de forma significativa, devemos tentar reduzir a perda Joule nos condutores. Como a perda Joule varia com a temperatura de operação dos condutores, uma maneira de se reduzir essas perdas seria a utilização otimizada da rede de transmissão. Na Figura 6.2, temos um exemplo ilustrativo do potencial de redução das perda em uma LT de 500 kV.

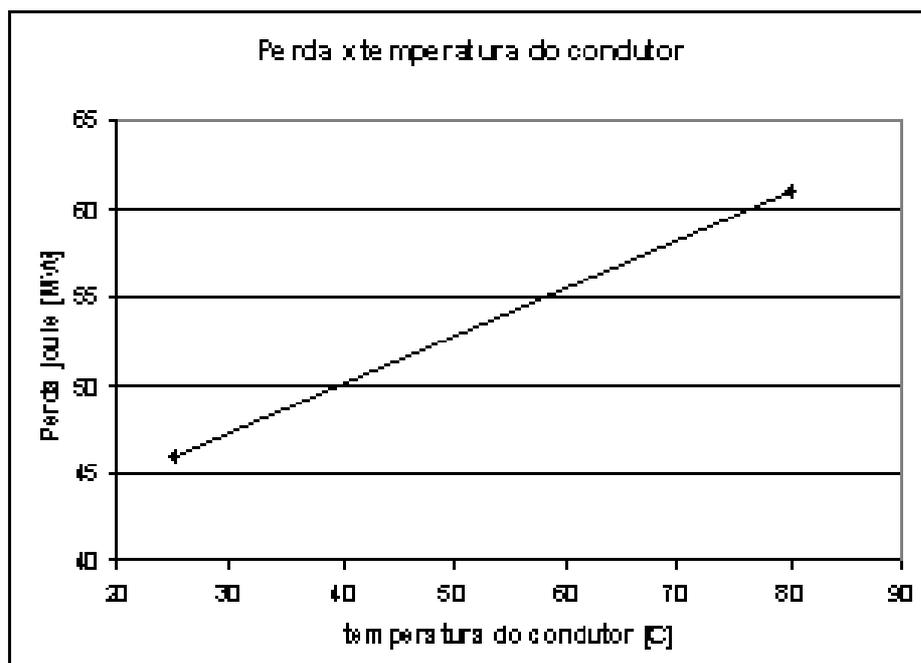


Fig. 6.2: Variação da perda Joule de uma LT 500 kV com a temperatura de operação dos condutores.

Para qualquer temperatura do condutor podemos obter a resistência  $R_{ca}$  a partir da seguinte equação:

$$R_{ca} = R_{ref} [1 + \alpha (T - T_{ref})] \quad (6.1)$$

onde,  $R_{ref}$  é a resistência  $ca$  de referência por unidade de comprimento,  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura da resistência em Kelvin,  $T$  é a temperatura média do condutor e  $T_{ref}$  é uma temperatura de referência.

A Figura 6.3 mostra uma variação genérica da resistência com a temperatura do condutor. Um aumento  $\Delta T$  na temperatura do condutor provoca um acréscimo  $\Delta R$  na resistência desse condutor. Essa variação pode ser aproximada para uma reta cuja inclinação é dada pelo coeficiente de temperatura do condutor. Os valores de resistências, coeficientes e outros dados construtivos dos condutores podem ser obtidos de tabelas fornecidas pelos fabricantes dos condutores.

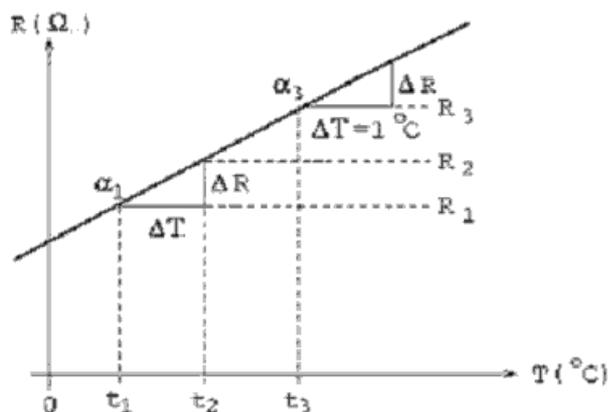


Fig. 6.3: Variação da resistência com a temperatura.

Como podemos observar na Tabela 6.1, cada condutor possui características próprias de construção, com diferentes bitolas, pesos, resistências e capacidades de transmitir corrente. A resistência de um condutor, como por exemplo o Grosbeak, variando a sua temperatura de  $25^{\circ}\text{C}$ , com resistência  $R_{ca} = 0,0917$  até  $100^{\circ}\text{C}$ , com resistência  $R_{ca} = 0,1193$ , aumenta a sua resistência em aproximadamente 30%.

Características dos condutores				
Procura condutor:	<input type="text"/>			
Código do condutor	LINNET	GROSBEAK	DRAKE	RAIL
Material	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR
Bitola Ativa [kCMIL]	336,4	636	795	954
No de fios das camadas Externas	26	26	26	45
No de fios das camadas Internas	7	7	7	7
Peso unitário [kgf/m]	0,6888	1,3021	1,628	1,5998
Diâmetro externo [cm]	1,831	2,515	2,814	2,959
Tensão de ruptura [kgf]	6372	11340	14152	12202
Seção transversal Total [mm <sup>2</sup> ]	198,2	378,8	468,5	516,8
Módulo de elasticidade [kgf/mm <sup>2</sup> ]	7400	7400	7400	6640
Coefficiente de dilatação [1/ $^{\circ}\text{C}$ ]	0,000189	0,000189	0,000189	0,000207
Código de alongamento	5	5	5	7
Reatância a 1 pé e a 60 Hz (XA) [ohm/km]	0,2803	0,2561	0,248	0,2455
Raio médio geométrico (RMG) [m]	0,0074	0,0102	0,0114	0,0117
Resistência CC a $25^{\circ}\text{C}$ [ohm/km]	0,1736	0,0917	0,0733	0,0612
Resistência CA a $25^{\circ}\text{C}$ [ohm/km]	0,1738	0,0922	0,074	0,0624
Resistência CA a $50^{\circ}\text{C}$ [ohm/km]	0,1909	0,1012	0,0812	0,0683
Resistência CA a $75^{\circ}\text{C}$ [ohm/km]	0,2081	0,1103	0,0884	0,0743
Resistência CA a $100^{\circ}\text{C}$ [ohm/km]	0,2252	0,1193	0,0956	0,0802
Coefficiente de Correção da Resist. com a Temp. a $25^{\circ}\text{C}$ [1/ $^{\circ}\text{C}$ ]	0,00395	0,00395	0,00395	0,00395
Diâmetro Interno [cm]	0,675	0,927	1,035	0,741
Diâmetro dos Fios das Camadas Externas	0,2245	0,3089	0,3454	0,2466
Diâmetro dos Fios das Camadas Internas	0,2888	0,3973	0,4442	0,3698
Corrente de catalogo [A]	510	775	890	980

Tab. 6.1: Características dos condutores.

Nas bases de dados para estudos de sistemas, fluxo de cargas, etc., as linhas de transmissão são representadas por parâmetros como resistência, reatância, susceptância e outros. Mas essa resistência, expressa em percentagem, oriunda de dados de projeto e obtida de forma determinística, não coincide com a resistência real do condutor durante a operação. As resistências usadas neste caso, são resistências calculadas para a LT com uma temperatura fixa de projeto.

A temperatura do condutor, como foi visto no capítulo 4, é fortemente influenciada pelas variáveis climáticas. Outra parcela de grande importância na equação de calor do condutor é a sua corrente que, no caso da operação, pode variar de um valor mínimo até um limite máximo.

A partir das considerações acima, é proposta uma metodologia que considera o cálculo da temperatura e atualização da resistência no despacho da geração para minimizar as perdas totais do sistema. Pelo despacho da geração nós conseguimos estimar a corrente em cada linha de transmissão. Com o valor da corrente, mais as informações climáticas da LT, calculamos a temperatura do condutor e atualizamos a resistência no banco de dados do sistema. Executa-se novamente o FPO para fazer o despacho e se repete o cálculo da temperatura. Num processo iterativo, em poucas iterações o despacho converge para um valor fixo (critério de parada). Este último despacho terá menos perdas para o sistema que o primeiro despacho, onde não eram aproveitadas as condições favoráveis das LT. Esses passos estão ilustrados em forma de diagrama na Figura 6.4.

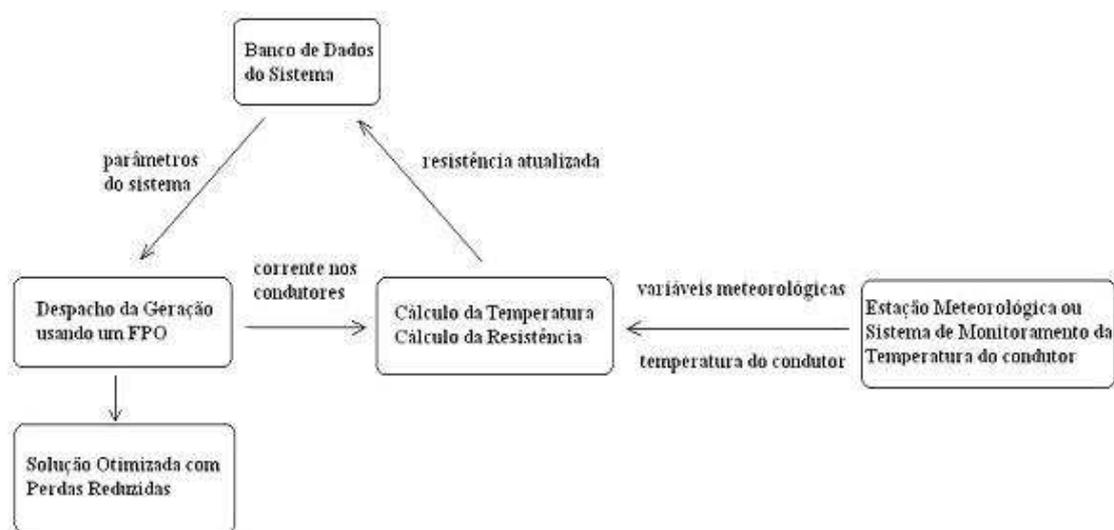


Fig. 6.4: Diagrama da otimização das perdas considerando a temperatura do condutor

## 6.3 Testes e Resultados

As resistências das linhas de transmissão nos arquivos usados pelos programas de fluxo de potência ótimo são resistências calculadas para a temperatura de projeto da LT (em geral de 50 à 70°C) que considera condições climáticas determinísticas e carregamento máximo. Como as condições climáticas e o carregamento são variáveis durante a operação do sistema, a resistência da LT também irá variar conforme a temperatura do condutor.

Foram adotados os seguintes procedimento para os testes:

1. Obtemos o resultado do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para o Caso Base otimizando perdas;
2. É feita uma leitura dos fluxos de potência nas linhas de transmissão do sistema e são calculada as correntes nos condutores;
3. Calculamos a temperatura dos condutores nas LTs para uma determinada condição ambiental especificada usando as equações de Morgan.
4. Calculamos novamente os fluxos com as novas resistências e achamos a perda real do sistema para a solução inicial do FPO.
5. Rodamos novamente o FPO otimizando as perdas.
6. Repetimos os passos 2, 3 e 5 até a convergência da temperatura e da corrente nos condutores.

### 6.3.1 Sistema IEEE 14 barras

Seguindo a metodologia descrita acima, realizaremos alguns testes com a rede do IEEE de 14 barras (Apêndice A.1).

Supondo que a resistência original do sistema foi definida para uma linha de transmissão projetada para uma temperatura de referência de 60°C, com a corrente obtida no Caso Base e com as condições climáticas especificadas, podemos recalculamos a resistência das LTs.

A partir da solução inicial do fluxo de potência ótimo (Caso Base otimizado para a redução das perdas), na Tabela 6.2, vamos analisar cinco casos, onde a temperatura dos condutores são obtidos de diferentes maneiras. Os casos estudados são:

Caso A: As temperaturas foram calculadas para todo o sistema com a mesma condição ambiental.

Caso B: A temperatura foi arbitrariamente escolhida.

Caso C: Idem ao caso B, mas com outros valores de temperaturas.

Caso D: O sistema foi dividido em duas regiões com diferentes condições ambientais

Caso E: Idem ao Caso D, mas com as regiões invertidas.

Geração	Inj. Eqv.	Carga	Link DC	Shunt	Exportado	Importado	Perdas
MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar	MVar/ EQUIV	MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar
1175.3	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	56.3
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	251.0

Tab. 6.2: Caso base da rede IEEE 14 barras: solução inicial do FPO.

#### CASO A: Uma única região climática

Para o caso A, as temperaturas dos condutores serão calculadas considerando toda a rede pertencente a uma mesma região climática homogênea. As condições climáticas determinísticas dessa região são:

Velocidade do vento = 1 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Na Tabela 6.3, podemos ver os valores iniciais das resistências, da potência e da corrente de cada LT, obtidas no Caso Base. As resistências iguais a zero se referem a transformadores. Logo em seguida aparecem as temperaturas calculadas e as resistências recalculadas em função da temperatura. As temperaturas, que no projetos eram referenciadas como 60°C, nesta condição de operação, chegam a operar com temperaturas bem menores, na faixa de 40°C a 50°C. E quando a temperatura de operação é menor que a temperatura de projeto, a nova resistência atualizada é menor que a de referência.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ω.km)
1	2	1.938	172.95	453.88	056.39	1.910
1	5	5.403	107.48	282.06	046.66	5.118
3	2	4.699	040.00	104.96	041.59	4.357
2	4	5.811	082.60	216.77	044.23	5.449
2	5	5.695	085.31	223.88	044.46	5.345
3	4	6.701	120.02	314.98	048.14	6.387
4	5	1.335	011.48	030.12	040.85	1.234
13	14	17.093	019.63	051.52	040.98	15.806
6	11	9.498	065.00	170.59	042.91	8.857
6	12	12.291	095.17	249.75	045.37	11.580
6	13	6.615	145.28	381.27	051.66	6.397
8	7	00.000	171.96	451.28	056.20	00.000
7	9	00.000	195.99	514.35	061.06	00.000
9	10	3.181	059.46	156.05	042.56	2.962
9	14	12.711	054.60	143.28	042.28	11.821
11	10	8.205	017.82	046.78	040.95	7.587
13	12	22.092	017.15	045.02	040.93	20.426
4	9	00.000	056.15	147.37	042.37	00.000
5	6	00.000	127.00	333.28	049.03	00.000
4	7	00.000	040.21	105.52	041.60	00.000

Tab. 6.3: Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso A.

A solução inicial do caso base, conforme a Tabela 6.2, resultou numa perda para o sistema de 56,3 MW. Substituindo a resistência original pela resistência recalculada, essa mesma solução inicial tem uma perda de 52,6 MW (Tabela 6.4). Isto significa que a perda encontrada no caso base, se for levada em consideração a resistência real da LT, é menor que a perda obtida com o uso da resistência original do sistema.

Geração MW/ MVA	Inj. Eqv. MW/ MVA	Carga MW/ MVA	Link DC MW/ MVA	Shunt MVA/ EQUIV	Exportado MW/ MVA	Importado MW/ MVA	Perdas MW/ MVA
1171.6	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	52.6
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	250.0

Tab. 6.4: Caso Base com resistências atualizadas pela temperatura do Caso A.

Com os novos valores das resistências, podemos novamente otimizar a rede para reduzir as perdas.

Com o resultado da nova otimização podemos recalcular a resistência novamente. Ao fim desse processo iterativo, quando não há mais variações nos valores calculados, obtemos o resultado final da otimização, conforme Tabelas 6.5 e 6.6.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	149.64	392.71	048.26	1.848
1	5	5.403	091.72	240.70	042.32	5.026
3	2	4.699	031.87	083.64	039.27	4.314
2	4	5.811	066.94	175.67	040.69	5.368
2	5	5.695	072.46	190.16	041.01	5.268
3	4	6.701	096.34	252.83	042.69	6.243
4	5	1.335	024.24	063.62	039.09	1.225
13	14	17.093	019.58	051.40	039.01	15.673
6	11	9.498	061.04	160.18	040.38	8.762
6	12	12.291	093.97	246.60	042.50	11.440
6	13	6.615	142.40	373.69	047.35	6.284
8	7	00.000	236.77	621.35	063.40	00.000
7	9	00.000	214.41	562.67	058.73	00.000
9	10	3.181	066.25	173.86	040.66	2.938
9	14	12.711	057.78	151.64	040.22	11.717
10	11	8.205	021.81	057.23	039.05	7.526
13	12	22.092	017.85	046.85	038.98	20.256
4	9	00.000	047.76	125.35	039.79	00.000
5	6	00.000	115.95	304.29	044.44	00.000
7	4	00.000	025.47	066.84	039.12	00.000

Tab. 6.5: Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso A.

A nova distribuição de fluxos aumentou as correntes das temperaturas acima de 60°C, e reduziu as correntes das temperaturas abaixo de 60°C, como era de se esperar. A perda do sistema caiu para 45,3 MW, 24,3% a menos que a perda inicial. Essa redução da perda se justifica pela temperatura do condutor, que está operando abaixo da temperatura de referência (60°C), em quase todas as linhas.

Geração	Inj. Eqv.	Carga	Link DC	Shunt	Exportado	Importado	Perdas
MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar	MVar/ EQUIV	MW/ MVar	MW/ MVar	MW/ MVar
1164.4	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	45.3
364.7	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	262.4

Tab. 6.6: Caso A: solução final.

## CASO B: Temperaturas modificadas aleatoriamente

No Caso B as temperaturas não foram calculadas, mas sim modificadas intencionalmente. Isso foi feito para verificar a variação da resistência e das perdas, em linhas com grandes variações climáticas. Os valores de temperaturas que foram utilizados podem ser vistos na tabela abaixo.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	172.95	453.88	040.00	1.785
1	5	5.403	107.48	282.06	030.00	4.763
3	2	4.699	040.00	104.96	030.00	4.142
2	4	5.811	082.60	216.77	030.00	5.122
2	5	5.695	085.31	223.88	030.00	5.020
3	4	6.701	120.02	314.98	050.00	6.436
4	5	1.335	011.48	030.12	060.00	1.335
13	14	17.093	019.63	051.52	030.00	15.065
6	11	9.498	065.00	170.59	040.00	8.748
6	12	12.291	095.17	249.75	040.00	11.319
6	13	6.615	145.28	381.27	050.00	6.354
8	7	00.000	171.96	451.28	030.00	00.000
7	9	00.000	195.99	514.35	030.00	00.000
9	10	3.181	059.46	156.05	030.00	2.804
9	14	12.711	054.60	143.28	030.00	11.204
11	10	8.205	017.82	046.78	030.00	7.233
13	12	22.092	017.15	045.02	040.00	20.345
4	9	00.000	056.15	147.37	050.00	00.000
5	6	00.000	127.00	333.28	050.00	00.000
4	7	00.000	040.21	105.52	060.00	00.000

Tab. 6.7: Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso B.

Substituindo essas novas resistências recalculada, reavaliemos as perdas para a solução do caso base. Essa nova perda é de 51,6 MW, conforme Tabela 6.8.

Repetindo os procedimentos usados no caso anterior, chegamos ao resultado final da otimização para o Caso B, Tabelas 6.9 e 6.10. A perda total do sistema caiu para 43,0 MW. Este resultado menor

Geração MW/ MVAr	Inj. Eqv. MW/ MVAr	Carga MW/ MVAr	Link DC MW/ MVAr	Shunt MVAr/ EQUIV	Exportado MW/ MVAr	Importado MW/ MVAr	Perdas MW/ MVAr
1170.6	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	51.6
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	250.0

Tab. 6.8: Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso B.

que o do Caso A já era esperado, visto que as temperaturas dos condutores também eram menores no Caso B.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	145.79	382.59	040.00	1.785
1	5	5.403	088.79	233.03	030.00	4.763
3	2	4.699	028.11	073.77	030.00	4.142
2	4	5.811	063.77	167.36	030.00	5.122
2	5	5.695	069.90	183.44	030.00	5.020
3	4	6.701	089.12	233.87	050.00	6.436
4	5	1.335	027.50	072.18	060.00	1.335
13	14	17.093	019.97	052.42	030.00	15.065
6	11	9.498	060.35	158.37	050.00	9.123
6	12	12.291	093.56	245.53	040.00	11.319
6	13	6.615	141.83	372.21	040.00	6.092
8	7	00.000	254.33	667.45	030.00	00.000
7	9	00.000	218.80	574.19	030.00	00.000
9	10	3.181	067.75	177.80	030.00	2.804
9	14	12.711	058.44	153.36	030.00	11.204
10	11	8.205	022.90	060.08	030.00	7.233
13	12	22.092	018.07	047.42	040.00	20.345
4	9	00.000	045.87	120.39	060.00	00.000
5	6	00.000	113.48	297.81	050.00	00.000
7	4	00.000	031.62	082.98	050.00	00.000

Tab. 6.9: Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso B.

Geração	Inj. Eqv.	Carga	Link DC	Shunt	Exportado	Importado	Perdas
MW/ MVA	MW/ MVA	MW/ MVA	MW/ MVA	MVA/ EQUIV	MW/ MVA	MW/ MVA	MW/ MVA
1162.0	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	43.0
374.1	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	271.8

Tab. 6.10: Caso B: solução final.

## CASO C: Temperaturas modificadas aleatoriamente (outros valores)

O Caso C foi feito da mesma maneira que o Caso B, utilizando valores diferentes para as temperaturas dos condutores. Os valores de temperaturas, dessa vez com valores maiores e menores que 60°C, e as novas resistências calculadas para esses valores estão na Tabela 6.11.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	172.95	453.88	070.00	2.015
1	5	5.403	107.48	282.06	060.00	5.403
3	2	4.699	040.00	104.96	050.00	4.513
2	4	5.811	082.60	216.77	050.00	5.581
2	5	5.695	085.31	223.88	050.00	5.470
3	4	6.701	120.02	314.98	060.00	6.701
4	5	1.335	011.48	030.12	030.00	1.177
13	14	17.093	019.63	051.52	050.00	16.415
6	11	9.498	065.00	170.59	040.00	8.748
6	12	12.291	095.17	249.75	040.00	11.319
6	13	6.615	145.28	381.27	050.00	6.354
8	7	00.000	171.96	451.28	050.00	00.000
7	9	00.000	195.99	514.35	060.00	00.000
9	10	3.181	059.46	156.05	030.00	2.804
9	14	12.711	054.60	143.28	030.00	11.204
11	10	8.205	017.82	046.78	030.00	7.233
13	12	22.092	017.15	045.02	060.00	22.090
4	9	00.000	056.15	147.37	030.00	00.000
5	6	00.000	127.00	333.28	030.00	00.000
4	7	00.000	040.21	105.52	030.00	00.000

Tab. 6.11: Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso C.

Com a resistência recalculada para as temperaturas especificadas acima, vemos na Tabela 6.12 que a solução inicial do FPO (caso base) teria, na verdade, uma perda de 53,8 MW.

Os resultados finais da otimização para o Caso C, são apresentados nas Tabelas 6.13 e 6.14. A perda total do sistema, novamente foi menor que a do caso base, ficando em 44,4 MW. A redução da

Geração MW/ MVAr	Inj. Eqv. MW/ MVAr	Carga MW/ MVAr	Link DC MW/ MVAr	Shunt MVAr/ EQUIV	Exportado MW/ MVAr	Importado MW/ MVAr	Perdas MW/ MVAr
1172.8	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	53.8
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	250.0

Tab. 6.12: Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso C.

temperatura em alguns condutores compensou o aumento da temperatura de outros.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	143.01	375.31	070.00	2.015
1	5	5.403	088.25	231.60	060.00	5.403
3	2	4.699	032.50	085.29	050.00	4.513
2	4	5.811	063.82	167.48	050.00	5.581
2	5	5.695	069.93	183.53	050.00	5.470
3	4	6.701	093.32	244.91	060.00	6.701
4	5	1.335	028.27	074.20	030.00	1.177
13	14	17.093	019.82	052.02	050.00	16.415
6	11	9.498	060.64	159.13	030.00	8.372
6	12	12.291	094.08	246.88	040.00	11.319
6	13	6.615	141.59	371.57	040.00	6.092
8	7	00.000	250.75	658.06	050.00	00.000
7	9	00.000	217.75	571.46	060.00	00.000
9	10	3.181	067.69	177.65	030.00	2.804
9	14	12.711	058.05	152.35	030.00	11.204
10	11	8.205	023.43	061.49	030.00	7.233
13	12	22.092	017.81	046.74	060.00	22.092
4	9	00.000	045.99	120.69	030.00	00.000
5	6	00.000	113.75	298.50	030.00	00.000
7	4	00.000	029.37	077.09	050.00	00.000

Tab. 6.13: Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso C.

Geração MW/ MVAr	Inj. Eqv. MW/ MVAr	Carga MW/ MVAr	Link DC MW/ MVAr	Shunt MVAr/ EQUIV	Exportado MW/ MVAr	Importado MW/ MVAr	Perdas MW/ MVAr
1163.7	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	44.7
372.1	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	269.8

Tab. 6.14: Caso C: solução final.

CASO D: Temperaturas calculadas para duas regiões climáticas diferentes

No Caso D, a rede foi dividida em duas regiões com características ambientais distintas. As temperatura dos condutores foram calculadas, na Tabela 6.15, de acordo com os dados fornecidos abaixo.

Região 1: (Linhas 1,2,3,4,5 e 11)

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 25°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 2: (Linhas 6,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,18,18 e 20)

Velocidade do vento= 2 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	172.95	453.88	056.39	1.910
1	5	5.403	107.48	282.06	046.66	5.118
3	2	4.699	040.00	104.96	041.59	4.357
2	4	5.811	082.60	216.77	044.23	5.449
2	5	5.695	085.31	223.88	044.46	5.345
3	4	6.701	120.02	314.98	040.96	6.197
4	5	1.335	011.48	030.12	036.58	1.211
13	14	17.093	019.63	051.52	036.65	15.514
6	11	9.498	065.00	170.59	042.91	8.857
6	12	12.291	095.17	249.75	039.30	11.285
6	13	6.615	145.28	381.27	043.07	6.173
8	7	00.000	171.96	451.28	045.78	00.000
7	9	00.000	195.99	514.35	048.69	00.000
9	10	3.181	059.46	156.05	037.61	2.900
9	14	12.711	054.60	143.28	037.44	11.577
11	10	8.205	017.82	046.78	036.63	7.448
13	12	22.092	017.15	045.02	036.62	20.050
4	9	00.000	056.15	147.37	037.49	00.000
5	6	00.000	127.00	333.28	041.49	00.000
4	7	00.000	040.21	105.52	037.02	00.000

Tab. 6.15: Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso D.

As perdas atualizadas do Caso Base, para as resistências calculadas pelas condições acima, são de 52,23 MW, conforme Tabela 6.16.

Geração MW/ MVar	Inj. Eqv. MW/ MVar	Carga MW/ MVar	Link DC MW/ MVar	Shunt MVar/ EQUIV	Exportado MW/ MVar	Importado MW/ MVar	Perdas MW/ MVar
1171.2	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	52.2
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	250.0

Tab. 6.16: Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso D.

Otimizando o despacho com o recálculo das resistências, chegamos aos resultados das Tabelas 6.17 e 6.18, onde a perda total novamente caiu para 44,7 MW.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	145.38	381.53	051.67	1.874
1	5	5.403	089.63	235.22	044.85	5.080
3	2	4.699	032.74	085.93	041.32	4.352
2	4	5.811	065.13	170.92	042.92	5.419
2	5	5.695	071.14	186.69	043.33	5.320
3	4	6.701	095.63	250.96	039.32	6.154
4	5	1.335	026.36	069.18	036.75	1.212
13	14	17.093	019.72	051.75	036.65	15.514
6	11	9.498	060.78	159.51	037.65	8.660
6	12	12.291	093.60	245.64	045.22	11.573
6	13	6.615	142.42	373.75	042.80	6.166
8	7	00.000	243.07	637.89	055.71	00.000
7	9	00.000	216.04	566.96	051.46	00.000
9	10	3.181	066.83	175.38	037.89	2.903
9	14	12.711	058.07	152.39	037.56	11.583
10	11	8.205	022.42	058.84	036.69	7.449
13	12	22.092	018.00	047.25	036.63	20.051
4	9	00.000	047.10	123.60	037.21	00.000
5	6	00.000	114.94	301.65	040.58	00.000
7	4	00.000	027.22	071.45	036.76	00.000

Tab. 6.17: Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso D.

Geração MW/ MVar	Inj. Eqv. MW/ MVar	Carga MW/ MVar	Link DC MW/ MVar	Shunt MVar/ EQUIV	Exportado MW/ MVar	Importado MW/ MVar	Perdas MW/ MVar
1163.7	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	44.7
367.7	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	265.3

Tab. 6.18: Caso D: solução final.

CASO E: Temperaturas calculadas para 2 regiões climáticas diferentes (invertendo as regiões)

Num último teste, no Caso E, são consideradas as mesmas hipóteses do caso anterior (duas regiões climaticamente diferentes), mas com as regiões invertidas em relação às linhas.

Região 1: (Linhas 6,7,8,9,10,12,13,14,15,16,17,18,18 e 20)

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 25°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 2: (Linhas 1,2,3,4,5 e 11)

Velocidade do vento= 2 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

As temperatura calculadas, as resistências atualizadas e as perdas encontradas para o caso base nestas condições podem ser vistos nas Tabelas 6.19 e 6.20. A temperatura de cada linha se comportou de acordo com a variação climática atuante. Recalculando as perdas do caso base pela temperatura obtida, chegamos as perdas de 52,7 MW.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	172.95	453.88	045.89	1.830
1	5	5.403	107.48	282.06	040.07	4.978
3	2	4.699	040.00	104.96	037.02	4.272
2	4	5.811	082.60	216.77	038.61	5.320
2	5	5.695	085.31	223.88	038.75	5.217
3	4	6.701	120.02	314.98	048.14	6.387
4	5	1.335	011.48	030.12	040.85	1.234
13	14	17.093	019.63	051.52	040.98	15.806
6	11	9.498	065.00	170.59	037.82	8.666
6	12	12.291	095.17	249.75	045.37	11.580
6	13	6.615	145.28	381.27	051.66	6.397
8	7	00.000	171.96	451.28	056.20	00.000
7	9	00.000	195.99	514.35	061.06	00.000
9	10	3.181	059.46	156.05	042.56	2.962
9	14	12.711	054.60	143.28	042.28	11.821
11	10	8.205	017.82	046.78	040.95	7.587
13	12	22.092	017.15	045.02	040.93	20.426
4	9	00.000	056.15	147.37	042.37	00.000
5	6	00.000	127.00	333.28	049.03	00.000
4	7	00.000	040.21	105.52	041.60	00.000

Tab. 6.19: Cálculo inicial da temperatura e da resistência para o Caso E.

Geração MW/ MVA	Inj. Eqv. MW/ MVA	Carga MW/ MVA	Link DC MW/ MVA	Shunt MVA/ EQUIV	Exportado MW/ MVA	Importado MW/ MVA	Perdas MW/ MVA
1171.7	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	52.7
352.4	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	250.0

Tab. 6.20: Caso Base com resistências atualizadas pelo Caso E.

O resultado final da otimização das perdas, para o Caso E, considerando a metodologia proposta pode ser visto nas Tabelas 6.21 e 6.22.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	1.938	154.16	404.57	043.91	1.815
1	5	5.403	093.83	246.25	039.22	4.959
3	2	4.699	030.66	080.47	036.82	4.269
2	4	5.811	068.71	180.31	037.97	5.305
2	5	5.695	073.87	193.86	038.19	5.204
3	4	6.701	096.97	254.49	045.55	6.319
4	5	1.335	021.96	057.63	041.03	1.235
13	14	17.093	019.32	050.70	040.97	15.806
6	11	9.498	061.31	160.91	037.67	8.660
6	12	12.291	094.06	246.84	045.26	11.575
6	13	6.615	142.64	374.32	051.25	6.386
8	7	00.000	230.42	604.70	069.39	00.000
7	9	00.000	212.77	558.38	064.91	00.000
9	10	3.181	065.60	172.16	042.95	2.967
9	14	12.711	057.62	151.21	042.45	11.829
10	11	8.205	021.42	056.22	041.02	7.590
13	12	22.092	017.76	046.60	040.95	20.427
4	9	00.000	048.52	127.34	041.97	00.000
5	6	00.000	117.06	307.21	047.77	00.000
4	7	00.000	025.50	066.92	041.11	00.000

Tab. 6.21: Cálculo final da temperatura e da resistência para o Caso E.

Geração MW/ MVar	Inj. Eqv. MW/ MVar	Carga MW/ MVar	Link DC MW/ MVar	Shunt MVar/ EQUIV	Exportado MW/ MVar	Importado MW/ MVar	Perdas MW/ MVar
.2	.0	1119.0	.0	.2	.0	.0	46.2
362.2	.0	102.5	.0	.0	.0	.0	259.9

Tab. 6.22: Caso E: solução final.

Todos os resultados obtidos nos cinco casos apresentados acima, estão reunidos na Tabela 6.23. Podemos concluir destes testes que, para atender a uma mesma carga, o despacho dos geradores pode resultar em perdas maiores ou menores para o sistema em função da resistência especificada na base de dados do sistema. Nos diferentes testes realizados, todos levaram a uma redução final das perdas.

<b>CASO</b>	<b>Perdas (MW): Solução Ótima do Caso Base sem correção da resistência pela temperatura</b>	<b>Perdas (MW): Solução Otimizada c/ correção da resistência pela temperatura</b>	<b>Redução máxima das perdas em relação ao Caso Base (%)</b>
<b>A</b>	56,32	45,31	24,30
<b>B</b>	56,32	43,03	30,88
<b>C</b>	56,32	44,66	26,11
<b>D</b>	56,32	44,67	26,08
<b>E</b>	56,32	46,2	21,90

Tab. 6.23: Resumo de todos os casos.

### 6.3.2 Sistema IEEE RTS 24 barras

Na falta de informações mais detalhadas sobre os circuitos da rede (Apêndice A.2), selecionamos três tipos de condutores típicos para representar as linhas de transmissão deste sistema. O critério utilizado para a divisão e seleção dos condutores foi a classe de tensão e a capacidade em MVA do circuito.

Considerando que as LTs possuem valores de absorção e emissividade, ambos iguais a 0,5, conforme recomendados para uso pelo WG22 da CIGRÉ, na falta de informações mais precisas, e que o cálculo da capacidade de transmissão foi feito pelo método determinístico, para uma temperatura de referência de 60°C, são determinados os seguintes valores:

- (a) LTs de 138 kV - compostas de dois condutores Linnet - capacidade em condição normal de 175 MVA;
- (b) LTs de 230 kV - compostas por dois condutores Rail - capacidade em condição normal de 400 MVA;
- (c) LTs de 230 kV - compostas por dois condutores Dove - capacidade em condição normal de 500 MVA.

Para efeito de cálculo da temperatura e resistência do condutor, a rede foi dividida em três regiões climáticas, conforme Figura 6.5

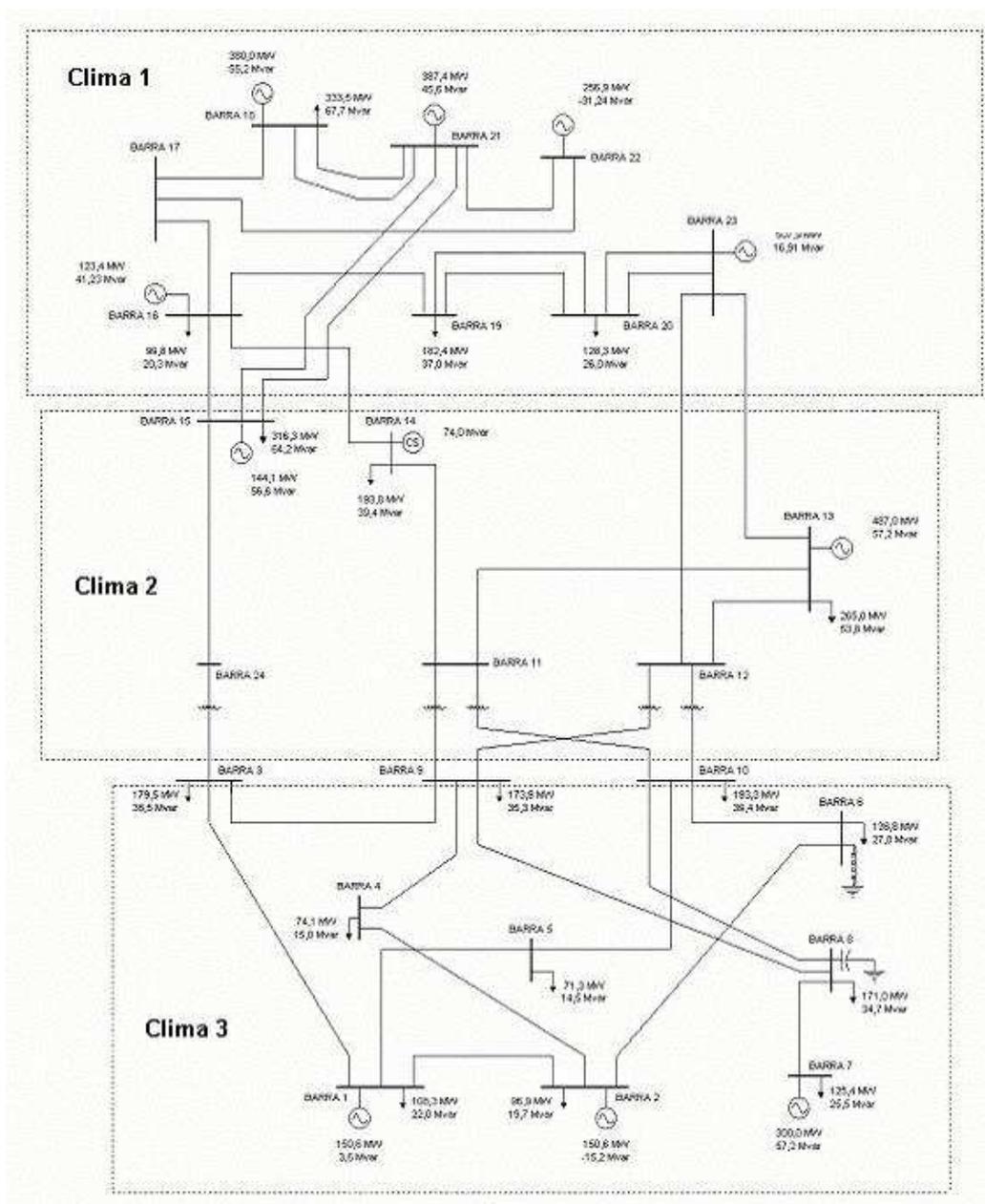


Fig. 6.5: Divisão climática da rede IEEE RTS 24 barras.

Para este sistema, vamos fazer a otimização das perdas de transmissão, simulando cinco casos diferentes:

Caso 1: Todas as regiões terão a mesma condição climática;

Caso 2: A região 1 terá um clima mais favorável, para a ampacidade, que as outras regiões;

Caso 3: A região com clima mais favorável será a região 2.

Caso 4: A região 3 será a mais favorável;

Caso 5: Todas as três regiões terão a mesma condição climática, para um período noturno e com baixa temperatura do ar.

As condições, ditas favoráveis, são condições melhores que as usadas pelo método determinístico (que utiliza condições conservativas), e de ocorrência freqüente no meio ambiente. Ou seja, na maior parte do tempo o condutor estará sujeito a condições climáticas que levarão a uma temperatura menor que a calculada pelo método determinístico.

#### CASO 1: Uma única região climática

No cálculo do Caso 1, as três regiões são iguais, e os valores considerados serão iguais aos usados para o cálculo da ampacidade, pelo método determinístico. Os valores utilizados são para as regiões climáticas 1,2 e 3, são:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Utilizando o FPO para otimizar as perdas do sistema, determina-se o Caso Base, cuja resistência, à 60°C, é a de projeto. As perdas encontradas neste caso são de 26,2 MW.

Com o fluxo encontrado no Caso Base e com as variáveis climáticas já definidas, calcula-se a temperatura real do condutor e atualiza-se a sua resistência. O estado da rede para o Caso Base, e os resultados dos cálculos das temperaturas e resistências na primeira iteração do método, podem ser vistos nas Tabelas 6.24 e 6.25.

A condição climática considerada neste caso é a mesma usada para o cálculo da temperatura de referência de 60°C. No cálculo da temperatura de referência, a corrente utilizada é a corrente nominal de projeto, maior que as correntes obtidas com o despacho. Isso explica porque as temperaturas de operação são todas menores que 60°C, apesar da condição climática ser idêntica a condição de projeto.

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.034	-9.4	190.0	9.2	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.035	-9.4	190.0	7.8	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.004	-11.5	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.007	-12.2	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.1	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.009	-14.6	.0	.0	136.0	28.0	-101.8	.0
7	1	1.044	-6.9	279.7	54.4	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.006	-11.8	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.018	-10.5	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.024	-11.6	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.027	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.043	.0	587.3	89.4	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.027	-5.1	.0	66.1	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.029	-4	212.0	74.4	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.031	-5	152.0	31.3	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.035	1.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.036	2.6	380.5	35.3	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.028	-6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.035	1.3	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.039	3.0	304.8	9.9	.0	.0	.0	.0
22	1	1.038	4.1	70.9	-26.5	.0	.0	.0	.0
23	1	1.043	3.0	509.2	16.1	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.24: Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso Base.

De	Para	Resist. (Ohm)	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
2	1	00.240	023.19	093.36	040.01	00.239
1	3	05.066	030.98	124.74	040.25	05.034
1	5	02.117	076.35	307.44	043.01	02.034
2	4	03.108	056.87	228.99	041.53	03.041
2	6	04.729	060.51	243.67	041.77	04.612
9	3	02.839	013.23	054.32	039.81	02.834
24	3	00.230	143.57	359.67	040.78	00.230
9	4	02.476	019.21	078.85	039.92	02.467
5	10	02.099	010.77	044.22	039.78	02.098
10	6	01.583	144.38	588.74	052.14	01.347
7	8	01.798	134.64	541.10	050.15	01.528
9	8	03.946	026.32	108.07	040.11	03.935
10	8	03.935	018.03	073.54	039.90	03.931
11	9	00.230	112.08	275.28	039.98	00.230
12	9	00.230	130.59	319.49	040.37	00.230
11	10	00.230	133.26	327.31	040.45	00.230
12	10	00.230	154.94	379.09	041.00	00.230
13	11	00.598	223.62	538.70	043.09	00.569
14	11	00.504	018.97	046.42	040.65	00.499
13	12	00.590	188.24	453.47	042.37	00.568
23	12	01.167	095.26	230.83	041.08	01.147
23	13	01.035	017.24	041.77	040.65	01.025
16	14	00.489	215.16	524.36	045.79	00.472
15	16	00.205	025.63	062.58	042.98	00.205
21	15	00.589	040.72	099.04	043.04	00.588
21	15	00.589	040.72	099.04	043.04	00.588
15	24	00.639	144.67	353.27	041.69	00.622
17	16	00.309	050.82	123.74	043.10	00.308
16	19	00.283	098.58	240.24	043.53	00.280
18	17	00.168	024.19	059.01	042.97	00.168
22	17	01.261	035.10	085.29	043.01	01.259
21	18	00.308	030.71	074.70	043.00	00.308
21	18	00.308	030.71	074.70	043.00	00.308
20	19	00.476	041.85	102.00	043.05	00.476
20	19	00.476	041.85	102.00	043.05	00.476
23	20	00.264	106.96	259.16	043.63	00.262
23	20	00.264	106.96	259.16	043.63	00.262
22	21	00.812	036.38	088.40	043.02	00.812

Tab. 6.25: Cálculo das resistências do sistema IEEE RTS 24 para o caso inicial.

A atualização da resistência com o novo fluxo de corrente encontrado pelo FPO é ajustado de forma iterativa até que não haja nenhuma variação desses valores. Após quatro iterações entre o FPO e o cálculo da temperatura, chegou-se a uma perda de 24,76 MW, e o estado final da rede pode ser visto na Tabela 6.26. A redução da perda em relação a solução do Caso Base, foi conseguida apenas com a variação de temperatura, em relação à temperatura de referência, devido à baixa corrente na linha de transmissão.

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.034	-9.4	189.9	9.2	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.034	-9.4	189.9	7.9	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.003	-11.5	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.008	-12.2	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.1	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.010	-14.6	.0	.0	136.0	28.0	-101.9	.0
7	1	1.043	-7.1	277.6	54.4	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.006	-11.9	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.018	-10.5	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.025	-11.7	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.027	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.042	.0	587.1	89.8	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.027	-5.1	.0	65.8	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.029	-4	211.8	73.2	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.031	-.5	151.8	30.7	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.035	1.7	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.035	2.6	379.5	35.2	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.028	-6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.035	1.3	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.038	3.0	304.9	10.8	.0	.0	.0	.0
22	1	1.037	4.1	71.5	-26.0	.0	.0	.0	.0
23	1	1.042	3.0	510.9	17.2	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.26: Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 1.

CASO 2: A região 1 tem um clima mais favorável

O Caso 2 considera a região 1 como tendo uma condição mais favorável de clima para a ampacidade. Assim sendo, as variáveis climáticas das regiões são:

Região 1:

Velocidade do vento= 3 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 20°C;

Radiação solar = 500 W/m<sup>2</sup>.

Região 2:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 3:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Utilizando o fluxo encontrado no Caso Base e as variáveis climáticas acima, calculamos a temperatura real do condutor e atualizamos a sua resistência. Os resultados dos cálculos das temperaturas e resistências ao final de quatro iterações do método, e o estado final da rede, podem ser vistos nas Tabelas 6.27 e 6.28. As perdas finais foram de 24,23 MW.

De	Para	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	026.61	107.77	038.21	00.238
1	3	021.35	086.47	038.09	04.988
1	5	061.35	248.45	039.62	02.004
2	4	044.85	181.48	038.81	03.005
2	6	049.90	201.91	039.03	04.558
9	3	017.92	073.66	038.03	02.813
24	3	148.07	370.58	040.90	00.230
9	4	031.15	128.03	038.34	02.451
10	5	012.12	049.48	037.95	02.081
10	6	149.98	612.15	048.72	01.328
7	8	155.15	622.34	049.09	01.521
9	8	016.84	069.19	038.02	03.899
10	8	009.40	038.39	037.92	03.898
11	9	111.48	273.81	039.97	00.230
12	9	139.36	340.63	040.58	00.230
11	10	134.38	330.07	040.48	00.230
12	10	167.55	409.53	041.36	00.230
13	11	220.60	531.43	043.03	00.569
14	11	022.72	055.48	040.66	00.499
13	12	166.76	401.72	042.00	00.567
23	12	139.03	334.92	041.58	01.150
23	13	066.33	159.80	040.85	01.026
16	14	218.04	530.87	024.01	00.429
15	16	020.22	049.33	022.83	00.188
21	15	133.62	323.45	023.26	00.539
21	15	133.62	323.45	023.26	00.539
15	24	149.32	364.25	041.75	00.622
17	16	160.92	390.65	023.46	00.282
16	19	012.31	029.97	022.82	00.256
18	17	118.29	287.17	023.17	00.154
22	17	045.67	110.66	022.87	01.152
21	18	036.26	087.77	022.85	00.282
21	18	036.26	087.77	022.85	00.282
20	19	086.77	210.44	023.01	00.435
20	19	086.77	210.44	023.01	00.435
23	20	152.18	366.61	023.39	00.240
23	20	152.18	366.61	023.39	00.240
22	21	031.42	076.14	022.84	00.742

Tab. 6.27: Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 2.

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.034	-9.4	189.8	9.1	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.034	-9.4	189.8	7.9	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.003	-11.4	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.008	-12.2	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.1	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.010	-14.6	.0	.0	136.0	28.0	-102.0	.0
7	1	1.043	-7.1	276.8	54.4	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.006	-12.0	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.018	-10.5	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.025	-11.7	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.027	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.042	.0	586.8	89.2	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.028	-5.1	.0	66.6	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.029	-.3	211.5	72.6	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.031	-.5	151.6	30.1	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.034	1.8	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.035	2.7	379.1	34.9	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.028	-.6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.035	1.3	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.038	3.2	310.9	12.1	.0	.0	.0	.0
22	1	1.036	4.3	72.6	-25.7	.0	.0	.0	.0
23	1	1.042	3.0	505.3	17.5	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.4	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.28: Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 2.

CASO 3: A região 2 tem um clima mais favorável

No Caso 3, são considerados os seguintes valores para cada região:

Região 1:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 2:

Velocidade do vento= 3 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 20°C;

Radiação solar = 500 W/m<sup>2</sup>.

Região 3:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

A Tabela 6.29, mostra as temperaturas e resistências calculadas. Para este caso, as perdas encontradas foram de 24,13 MW. O estado final da rede é mostrado na Tabela 6.30.

De	Para	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	026.51	107.35	040.04	00.240
1	3	021.44	086.84	039.90	05.027
1	5	061.24	248.01	041.77	02.023
2	4	044.73	180.99	040.77	03.031
2	6	049.70	201.10	041.04	04.598
9	3	018.27	075.10	039.84	02.835
24	3	147.40	368.91	023.43	00.230
9	4	031.26	128.46	040.21	02.471
10	5	012.35	050.40	039.73	02.097
10	6	150.04	612.39	053.04	01.352
7	8	153.62	616.20	053.21	01.547
9	8	017.53	072.06	039.82	03.930
10	8	009.95	040.61	039.70	03.928
11	9	111.64	274.21	022.96	00.230
12	9	140.48	343.03	023.28	00.230
11	10	134.33	329.93	023.22	00.230
12	10	168.78	412.13	023.68	00.230
13	11	222.76	536.64	024.04	00.523
14	11	020.45	049.98	022.83	00.461
13	12	167.12	402.60	023.50	00.522
23	12	140.92	339.47	023.31	01.060
23	13	068.12	164.10	022.93	00.947
16	14	216.26	527.05	045.72	00.472
15	16	017.15	041.87	042.88	00.205
21	15	130.92	316.60	043.89	00.590
21	15	130.92	316.60	043.89	00.590
15	24	148.53	362.68	023.38	00.573
17	16	156.41	379.72	044.34	00.310
16	19	010.80	026.33	042.87	00.280
18	17	114.91	278.69	043.65	00.168
22	17	044.75	108.32	042.98	01.259
21	18	034.54	083.52	042.93	00.308
21	18	034.54	083.52	042.93	00.308
20	19	090.23	219.04	043.35	00.476
20	19	090.23	219.04	043.35	00.476
23	20	155.71	375.11	044.30	00.263
23	20	155.71	375.11	044.30	00.263
22	21	031.20	075.52	042.92	00.811

Tab. 6.29: Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 3.

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.033	-9.4	189.8	8.8	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.034	-9.4	189.8	7.7	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.004	-11.5	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.008	-12.3	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.2	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.010	-14.6	.0	.0	136.0	28.0	-102.0	.0
7	1	1.043	-7.3	275.8	54.3	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.006	-12.1	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.018	-10.5	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.025	-11.7	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.028	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.042	.0	587.0	90.8	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.027	-5.2	.0	65.0	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.028	-5	211.7	73.0	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.030	-6	151.8	30.5	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.034	1.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.035	2.5	379.0	35.6	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.027	-6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.034	1.3	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.038	2.9	301.3	11.0	.0	.0	.0	.0
22	1	1.037	4.0	71.4	-25.7	.0	.0	.0	.0
23	1	1.042	3.1	516.7	18.0	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.30: Estado da rede IEEE RTS 24 para o caso 3.

CASO 4: A região 3 tem um clima mais favorável

O Caso 4 considera a seguinte hipótese:

Região 1:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 2:

Velocidade do vento= 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 30°C;

Radiação solar = 1000 W/m<sup>2</sup>.

Região 3:

Velocidade do vento= 3 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 20°C;

Radiação solar = 500 W/m<sup>2</sup>.

As perdas no Caso 4, são de 24,13 MW

De	Para	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	026.60	107.85	022.46	00.221
1	3	021.92	088.87	022.40	04.649
1	5	061.27	248.38	023.23	01.863
2	4	044.90	181.84	022.79	02.798
2	6	049.80	201.70	022.90	04.242
9	3	018.83	077.47	022.37	02.622
24	3	146.43	366.47	043.24	00.230
9	4	031.15	128.13	022.53	02.283
10	5	012.12	049.52	022.32	01.941
10	6	149.84	612.18	028.18	01.215
7	8	160.45	643.58	028.82	01.394
9	8	014.13	058.12	022.33	03.635
10	8	008.10	033.09	022.30	03.634
11	9	110.25	270.79	042.12	00.230
12	9	138.61	338.79	042.88	00.230
11	10	132.82	326.22	042.73	00.230
12	10	166.62	407.25	043.82	00.230
13	11	220.74	531.77	045.77	00.576
14	11	019.66	048.04	042.88	00.503
13	12	166.09	400.13	044.50	00.573
23	12	138.03	332.53	043.99	01.162
23	13	065.49	157.76	043.11	01.036
16	14	215.25	524.08	045.69	00.472
15	16	018.02	043.95	042.88	00.205
21	15	131.51	318.04	043.90	00.590
21	15	131.51	318.04	043.90	00.590
15	24	147.61	360.09	044.19	00.628
17	16	157.82	382.76	044.36	00.310
16	19	011.55	028.12	042.87	00.280
18	17	116.02	281.39	043.67	00.168
22	17	044.97	108.86	042.98	01.259
21	18	034.93	084.48	042.93	00.308
21	18	034.93	084.48	042.93	00.308
20	19	088.14	213.76	043.33	00.476
20	19	088.14	213.76	043.33	00.476
23	20	153.62	370.08	044.26	00.263
23	20	153.62	370.08	044.26	00.263
22	21	031.15	075.39	042.92	00.811

Tab. 6.31: Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 4

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.032	-9.3	190.0	9.6	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.033	-9.3	190.0	8.3	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.002	-11.4	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.007	-12.2	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.0	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.010	-14.5	.0	.0	136.0	28.0	-102.0	.0
7	1	1.043	-6.6	282.5	55.6	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.007	-11.7	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.017	-10.4	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.024	-11.6	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.027	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.042	.0	587.0	88.3	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.027	-5.1	.0	64.9	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.029	-.5	211.7	72.5	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.031	-.6	151.8	30.3	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.035	1.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.035	2.5	379.4	35.2	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.028	-.6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.035	1.2	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.038	3.0	303.5	10.6	.0	.0	.0	.0
22	1	1.037	4.0	71.5	-25.9	.0	.0	.0	.0
23	1	1.042	2.9	506.8	16.8	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.32: Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso 4.

Observa-se, nos casos 2, 3 e 4, que os resultados apresentados são bem próximos um dos outros. Uma explicação para isto, é que as temperaturas nos condutores apresentam valores bem próximos, e por isso, o benefício que cada região tem com a condição climática favorável, é praticamente o mesmo. Em todos os casos, as regiões com menores temperaturas nos condutores, tiveram perdas menores, e redução na sua geração ativa.

CASO 5: Uma única condição climática (noite fresca)

No caso 5, vamos considerar, para todas as regiões, a mesma velocidade de vento e vamos diminuir a temperatura do ar e considerar a radiação solar igual a zero (noite).

Região 1, 2 e 3:

Velocidade do vento = 0,61 m/s;

Direção do ar = 90°;

Temperatura do ar = 10°C;

Radiação solar = 0 W/m<sup>2</sup>.

As perdas no Caso 5, ao final de três iterações, são de 21,82 MW. As temperaturas tiveram uma redução maior neste caso, porque a temperatura do ar e a radiação solar, estão mais influentes que o vento.

De	Para	Fluxo (MVA)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
1	2	026.61	107.86	010.37	00.209
1	3	021.51	087.21	010.24	04.387
1	5	061.24	248.25	011.97	01.766
2	4	044.66	181.04	011.04	02.646
2	6	049.70	201.49	011.29	04.014
9	3	018.46	075.95	010.18	02.474
24	3	147.30	368.65	012.30	00.230
9	4	031.25	128.56	010.52	02.156
10	5	012.26	050.09	010.08	01.830
10	6	149.92	612.51	022.42	01.184
7	8	155.72	625.21	022.97	01.357
9	8	016.41	067.51	010.14	03.429
10	8	008.99	036.72	010.04	03.427
11	9	111.25	273.26	011.26	00.230
12	9	139.61	341.23	011.97	00.230
11	10	133.90	328.89	011.83	00.230
12	10	167.66	409.80	012.85	00.230
13	11	221.22	533.44	012.74	00.496
14	11	020.83	050.92	010.02	00.433
13	12	166.52	401.55	011.55	00.493
23	12	139.32	335.96	011.08	01.000
23	13	066.68	160.79	010.25	00.892
16	14	216.34	527.75	012.68	00.407
15	16	018.52	045.21	010.02	00.177
21	15	132.03	319.91	010.98	00.508
21	15	132.03	319.91	010.98	00.508
15	24	148.30	362.14	011.26	00.541
17	16	158.31	384.69	011.42	00.267
16	19	010.38	025.33	010.01	00.241
18	17	115.76	281.31	010.76	00.145
22	17	045.49	110.32	010.12	01.084
21	18	035.77	086.66	010.07	00.265
21	18	035.77	086.66	010.07	00.265
20	19	088.47	214.78	010.44	00.410
20	19	088.47	214.78	010.44	00.410
23	20	153.90	371.12	011.32	00.226
23	20	153.90	371.12	011.32	00.226
22	21	031.83	077.19	010.06	00.698

Tab. 6.33: Cálculo das resistências da rede IEEE RTS 24 para o Caso 5

Barra		Tensão		Geração		Carga		Shunt	
Num.	Tipo	Módulo	Ângulo	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr	Equiv
1	1	1.032	-9.4	189.7	9.2	108.0	22.0	.0	.0
2	1	1.032	-9.4	189.7	8.0	97.0	20.0	.0	.0
3	0	1.002	-11.5	.0	.0	180.0	37.0	.0	.0
4	0	1.007	-12.2	.0	.0	74.0	15.0	.0	.0
5	0	1.016	-12.1	.0	.0	71.0	14.0	.0	.0
6	0	1.011	-14.6	.0	.0	136.0	28.0	-102.1	.0
7	1	1.042	-7.0	277.8	55.5	125.0	25.0	.0	.0
8	0	1.007	-11.9	.0	.0	171.0	35.0	.0	.0
9	0	1.017	-10.5	.0	.0	175.0	36.0	.0	.0
10	0	1.024	-11.7	.0	.0	195.0	40.0	.0	.0
11	0	1.022	-5.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
12	0	1.027	-4.2	.0	.0	.0	.0	.0	.0
13	2	1.041	.0	586.4	89.4	265.0	54.0	.0	.0
14	1	1.027	-5.1	.0	64.6	194.0	39.0	.0	.0
15	1	1.028	-.4	211.3	70.7	317.0	64.0	.0	.0
16	1	1.029	-.6	151.3	29.0	100.0	20.0	.0	.0
17	0	1.033	1.6	.0	.0	.0	.0	.0	.0
18	1	1.033	2.5	377.4	35.3	333.0	68.0	.0	.0
19	0	1.027	-.6	.0	.0	181.0	37.0	.0	.0
20	0	1.034	1.3	.0	.0	128.0	26.0	.0	.0
21	1	1.036	3.0	305.4	13.0	.0	.0	.0	.0
22	1	1.035	4.1	73.1	-24.9	.0	.0	.0	.0
23	1	1.041	3.0	509.8	18.9	.0	.0	.0	.0
24	0	1.003	-4.5	.0	.0	.0	.0	.0	.0

Tab. 6.34: Estado da rede IEEE RTS 24 para o Caso 5.

Como as correntes nos condutores eram baixas, as perdas encontradas foram bem pequenas. Em todos os cinco casos apresentados, observou-se que mesmo a rede já estando otimizada por um programa de FPO, ao se calcular as temperaturas do condutor e atualizar as resistências da rede, é possível ainda se reduzir essas perdas. A Tabela 6.35 mostra o comparativo de redução de perdas para os casos apresentados.

	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Redução nas perdas em relação ao caso</b>
Caso base	26,2	0 %
Caso 1	24,76	5,81 %
Caso2	24,23	8,13 %
Caso3	24,13	8,58 %
Caso 4	24,13	8,58 %
Caso5	21,82	20,07 %

Tab. 6.35: Comparação das perdas ativas do Sistema IEEE RTS 24 barras

### 6.3.3 Sistema brasileiro

Para demonstrar o uso da metodologia proposta neste capítulo em um sistema real, vamos utilizar a rede brasileira descrita no Apêndice A.3. Toda a rede será otimizada, mas somente algumas LTs serão analisadas. As LTs selecionadas que terão as temperaturas de operação recalculadas e as resistências dos condutores atualizadas por essas novas temperaturas são as LTs de 440 kV do sistema sudeste. Essas LTs, representadas em amarelo na Figura 6.6, foram divididas em cinco regiões climáticas fictícias. Em cada uma dessas regiões existe uma estação meteorológica real, de propriedade do CEPEL, coletando e armazenando informações.

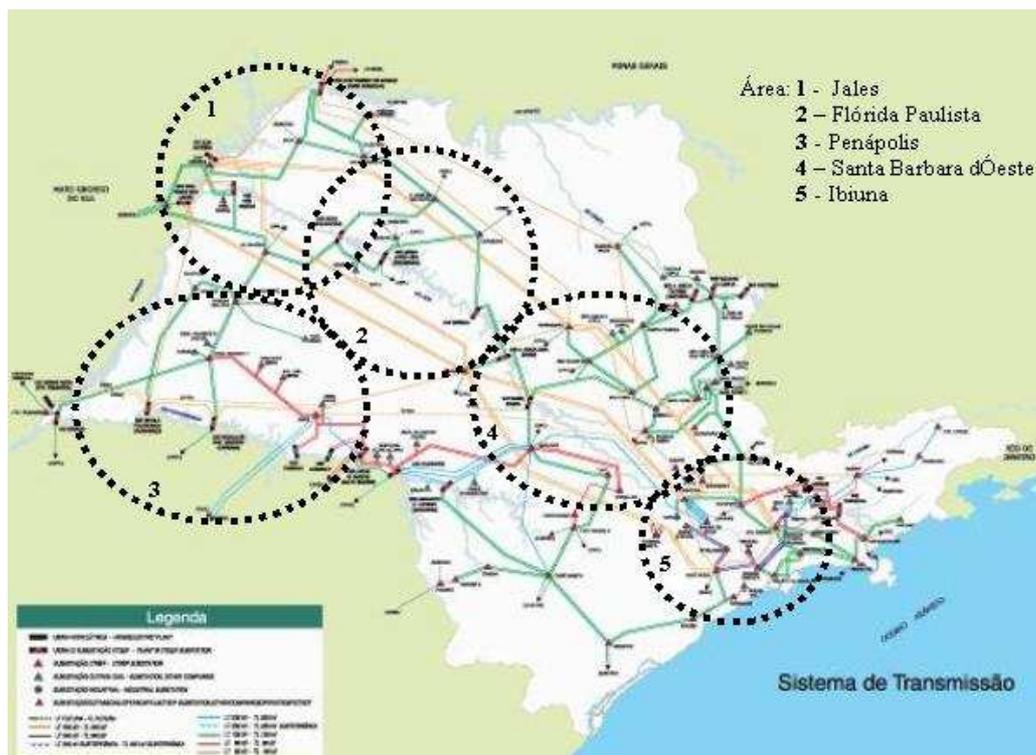


Fig. 6.6: Divisão climática da sub-rede de estudo.

Com os dados armazenados nas estações meteorológicas e as informações de projeto das LTs pode-se calcular as temperaturas reais durante a operação das LTs. Por exemplo, no dia 01/07/2003 às 12:00h, as cinco regiões registravam as seguintes medidas da Tabela 6.36:

Região (estação)	Temp. do ar ( $^{\circ}C$ )	Veloc. do vento ( $m/s$ )	Dir. do vento (graus)	Rad. solar ( $W/m^2$ )
1 (Jales)	21,3	3,4	86	760
2 (Penápolis)	23,7	4,5	77	740
3 (Flórida Paulista)	23,7	3,9	45	737
4 (Sta. Bárbara D'Oeste)	21,3	2,9	54	730
5 (Ibiúna)	17,4	3,2	58	724

Tab. 6.36: Dados das 5 regiões climáticas.

Essas LTs de 440 kV são todas compostas por quatro condutores, por fase, do tipo Grosbeak. A temperatura de projeto dessas LTs é de  $60^{\circ}C$  para a operação em regime normal, com exceção da LT

440 kV Jupia-Taquaruçu que tem uma temperatura de projeto de  $75^{\circ}C$ . A emissividade e absorção utilizada nos cálculos é de 0,5.

As LTs de 440 kV analisadas são as que ligam as seguintes barras:

- 536 - Agua Vermelha;
- 538 - Ilha Solteira;
- 539 - Jupia;
- 542 - Três Irmãos;
- 544 - Porto Primavera;
- 547 - Taquaruçu;
- 549 - Capivara;
- 552 - Assis;
- 559 - Araraquara;
- 561 - Baurú;
- 563 - Ribeirão Preto;
- 565 - Mogi Mirim - 3;
- 567 - Santa Bárbara;
- 570 - Sumaré;
- 572 - Duke Energy;
- 574 - Bom Jardim;
- 577 - Terminal oeste - 1Y;
- 581 - Embu Guaçu;
- 584 - Cabreúva;
- 593 - Santo Angelo;
- 599 - Taubaté.

Executando o FLUPOT com a função objetivo de minimização de perdas ativas, deixando livres todos os controles do programa (geração ativa, geração reativa, taps, tensões), chegou-se a uma perda total de 2323,89 MW. Com os fluxos obtidos e os dados climáticos registrados calculou-se as temperaturas das LTs e foram corrigidas as resistências para as temperaturas reais de operação, conforme Tabela 6.37.

Otimizando novamente o sistema, considerando agora as novas resistências calculadas, há uma redução das perdas de 1,74%, ficando em 2284,03 MW.

De	Para	Circuito	Resist. (Ohm)	Corrente (A)	Temp. (°C)	Nova Resist. (Ohm)
536	538	1	00,190	277,01	25,70	0,164
536	559	1	00,400	134,72	26,69	0,347
538	542	1	00,060	34,85	23,64	0,051
538	559	2	00,480	230,55	26,74	0,417
538	559	1	00,480	230,55	26,74	0,417
538	561	2	00,410	209,36	26,53	0,356
538	561	1	00,410	209,36	26,53	0,356
539	542	1	00,060	57,87	23,70	0,051
539	547	1	00,270	110,07	26,42	0,218
539	561	2	00,390	210,82	26,54	0,338
539	561	1	00,390	210,82	26,54	0,338
544	547	2	00,150	208,58	27,33	0,131
544	547	1	00,150	214,90	27,41	0,131
547	549	1	00,090	181,41	27,03	0,078
547	552	1	00,240	259,30	28,03	0,210
549	552	1	00,140	327,88	29,22	0,123
552	561	1	00,180	249,01	26,94	0,156
552	570	1	00,430	249,28	26,17	0,373
559	561	1	00,130	197,10	25,37	0,112
559	565	1	00,210	207,55	25,51	0,181
559	567	1	00,180	223,01	25,74	0,156
559	593	1	00,380	136,60	24,68	0,327
561	572	1	00,056	108,94	24,45	0,048
561	577	1	00,280	252,47	26,22	0,243
561	581	1	00,400	192,37	20,98	0,338
561	584	1	00,300	242,15	26,05	0,260
563	567	1	00,220	63,58	24,19	0,189
565	593	1	00,230	40,01	19,92	0,194
567	570	1	00,030	31,77	24,09	0,026
570	574	1	00,060	127,35	24,60	0,052
572	584	1	00,244	272,60	26,59	0,212
574	584	1	00,030	181,26	20,86	0,025
574	593	1	00,150	21,98	19,88	0,126
574	599	1	00,200	120,63	20,31	0,169
577	581	1	00,110	29,37	19,90	0,093
581	584	1	00,090	27,30	19,89	0,076
581	593	1	00,090	22,02	19,88	0,076

Tab. 6.37: Cálculo das temperaturas das LTs do sistema brasileiro.

# Capítulo 7

## Conclusão Geral

As linhas de transmissão aéreas, independente da forma como foram projetadas, estão submetidas a variações meteorológicas que afetam a temperatura dos seus condutores. Por isso, mesmo quando uma linha de transmissão está operando dentro da sua capacidade de transporte, há um risco implícito dessa temperatura de operação estar sendo superada, por outro lado, existem condições ambientais que permitem que se carregue tais linhas além de sua capacidade nominal ou de sua corrente de projeto.

A adoção de novas metodologias de cálculo que permitam levar em consideração a influência das variações climáticas nos limites de carregamentos das linhas aéreas de transmissão pode trazer benefícios não só para a segurança mas também para a economia da geração de energia.

Nos testes apresentados no Capítulo 5, observa-se a importância desses estudos para a operação do sistema e o quão promissor pode ser a sua utilização, que pode ser implementada de forma gradual e crescente no sistema.

O monitoramento dos dados meteorológicos permite prever a temperatura do condutor conduzindo, dessa forma, a um uso mais eficiente das instalações de transmissão. A dificuldade reside na identificação dos vãos críticos para a instalação de tal monitoramento, porém tal sistema poderá agregar informações úteis para outras aplicações, como por exemplo, para a formação de um banco de dados meteorológicos a ser usado em futuros projetos de reforços na LT, no setor agrícola e agropecuário, na indústria e comércio, no turismo, lazer e esporte, dentre outros.

As temperaturas das LTs, monitoradas em tempo real podem ser transmitidas e processadas diretamente em um sistema de gerenciamento de energia (SCADA), e disponibilizadas "on-line" para os operadores e para as equipes que executam o despacho de carga, auxiliando na tomada de decisão operativa e na otimização do sistema.

A metodologia proposta para a redução das perdas, envolve um esforço maior na obtenção dos

dados das LTs. Ao contrário do limite térmico, que é crítico para poucas linhas, para a busca do ponto de operação que minimize as perdas, a monitoração da temperatura e análise dos seus efeitos na LT, deve se estender ao maior número possível de linhas, trabalhando com o conceito de macro-regiões.

Para atender a uma mesma carga, o despacho dos geradores pode resultar em perdas maiores ou menores para o sistema em função da resistência especificada na base de dados do sistema. Nos diferentes testes realizados, no capítulo 6, a maioria deles levaram a uma redução final das perdas, após as resistências serem atualizadas pelas temperaturas de operação das LTs.

De forma resumida, pode-se citar as seguintes conclusões, vantagens e desvantagens das metodologias abordadas nesta tese:

- As condições climáticas são importantes para as LTs e as LTs são importantes para o sistema elétrico de potência;
- A otimização incorpora os fenômenos físicos das LTs diminuindo os custos de geração e reduzindo as perdas;
- Maior dificuldade: obtenção das informações e formação inicial do banco de dados;
- Ganha-se um maior conhecimento dos sistemas e das regiões onde se encontram;
- O uso das instalações e recursos energéticos é otimizado;
- Há a possibilidade de uso das informações coletadas em outras aplicações.

Com tantos benefícios evidentes, pergunta-se, por que as técnicas de ampacidades não foram largamente utilizadas pelo setor elétrico? As barreiras ao desenvolvimento da ampacidade no passado, foram:

- Pouca restrição ambiental para se construir novas linhas;
- Desconhecimento científico em relação ao tema Ampacidade;
- Falta de conhecimento sobre informações climatológicas precisas;
- A expansão do sistema elétrico era necessário a qualquer custo;
- Falta de ferramentas computacionais;

- Poucas pesquisas eram realizadas no tema;
- O consumo de energia era localizado e não existia o sistema totalmente interligado;
- Os recursos financeiros eram abundantes para a expansão do sistema.

Esta tese teve por objetivo mostrar a importância dos limites de carregamentos das LTs nos custos de operação do SIN e a relação da temperatura do condutor com as perdas do sistema. Outros trabalhos ainda são necessários para que todas as implicações e aplicações dessas metodologias apresentadas sejam totalmente exploradas, como por exemplo:

- Desenvolvimento de equipamentos nacionais para monitoração da temperatura dos condutores, de baixo custo;
- Formação de uma rede de medição meteorológica ampla e interligada;
- Formação de um banco de dados com informações complementares sobre as LTs, para estudos de ampacidade;
- Desenvolvimento e validação de softwares para a previsão de carregamentos dinâmicos em tempo real;
- Estudos com novos condutores, que suportem temperaturas maiores que as usuais;
- Maior disseminação da tecnologia da ampacidade e capacitação técnica nas empresas do setor.

# Referências Bibliográficas

- ALCOA (n.d.), *Current - Temperature Characteristics of Aluminum Conductors*, Alcoa Conductor Engineering Handbook - Section 6.
- Banakar, H., Alguacil, N. and Galiana, F. (2005), 'Electrothermal coordination part I: Theory and implementation schemes', *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(2).
- Barrett, J., Ralston, P. and Nigol, O. (1982), Mechanical behaviour of acsr conductors, in 'CIGRE International Conference on Large High Voltage Electric Systems'.
- Berende, M., Slootweg, J. and Clemens, G. (2005), Incorporating weather statistics in determining overhead line ampacity, in '2005 International Conference on Future Power Systems', pp. 1–8.
- Bianchi Jr., A., Ribeiro, F. and Ramos, D. (1997), Cálculo probabilístico da ampacidade de LT's aéreas, in 'XIV SNPTEE', Belém (PA).
- Black, W. and Byrd, W. (1983), 'Time ampacity model for overhead lines', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-102**(7), 2289–2293.
- Black, W. Z. and Rehberg, R. L. (1985), 'Simplified model for steady state and real-time ampacity of overhead conductors', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **104**, 29–42.
- Bonaert, A., El-Abiad, A. and Koivo, A. (1972), 'Optimal scheduling of hydrothermal power systems', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **91**(1).
- Boot, H., Transportnet, B., Wild, F., van der Wey, A. and Biedenbach, G. (2002), *Overhead line local and distributed conductor temperature measurement techniques, models and experience at TZH*, CIGRE, WG 22-205.
- Bosignoli, R., Mesquita, E. N., Silva Filho, J. and Souza, H. (1995), Artificial neural network as a tool for transmission line ampacity analysis, in 'Nineth International Symposium on High Voltage Engineering'.

- Bosignoli, R. and Silva Filho, J. (1999), Predição da ampacidade máxima de LT's em curto e médio prazos, *in* 'XV SNPTEE', Foz do Iguaçu (PR).
- Bulcão, A. and Ohishi, T. (1994), Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos via método de continuação, Master's thesis, FEE/UNICAMP.
- Cabetas, J., Crespo, R., Lumbreras, J., Martín, L., Ibarra, J., Sancha, J. and Soto, F. (1996), Advances in the estimation of dynamic line ratings, *in* 'CIGRÉ, Session'.
- Carvalho, J. R. d., Wagner, R., Mog, G. E., Costa, G. A., Coutinho, F. R. and Sciammarella, S. F. (2003), Desenvolvimento de um instrumento para monitoração de energia, *in* ANEEL, ed., 'CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA', Vol. 2, Salvador.
- Chen, S., Black, W. and Loard Jr., H. (2003), Closure on high temperature ampacity model for overhead conductors, *in* 'IEEE Transactions on Power Delivery', Vol. 18, p. 647.
- CIGRÉ (1992), *Thermal Behavior of Overhead Conductors*, ELECTRA, No. 144.
- Coopers & Lybrand (1997), Reestruturação do setor elétrico brasileiro (re-seb) - working paper a3: Operação e otimização do sistema, Technical report.
- CRESESB (2005), Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL. Visitado em 01/2006.  
**URL:** <http://www.cresesb.cepel.br/>
- Cruz Jr., G. (1994), Planejamento da operação energética a longo prazo de sistemas hidrotérmicos de potência, Master's thesis, FEE/UNICAMP.
- Davidson, G. A. and Donoho, T. (1969), 'Short-time thermal ratings for bare overhead conductors', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-88**(3).
- Davis, M. (1978), 'A New Thermal Rating Approach: The Real Time Thermal Rating System for Strategic Overhead Conductor Transmission Lines, Part III: Steady State Thermal Rating Program Continued-Solar Radiation Considerations', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **Pas-97**(2), 444 – 455.
- Deb, A. K. (2000), *Power Line Ampacity System - Theory, Modeling, and Applications*, Boca Raton, FL: CRC Press.

- Diniz, J., Triginelli, W., Carvalho, A. and Souza, V. (1995), Carregamento elétrico de linhas de transmissão análise comparativa de resultados obtidos utilizando metodologias determinística e estatística e dados coletados na LT experimental Bonsucesso-Nova Lima, in 'XIII SNPTEE', Florianópolis/SC, Brasil.
- Domingues, L. (2002), Modelo para previsão da temperatura de condutores de linhas aéreas de transmissão, Tese de mestrado, Pontifícia Universidade Católica, PUC.
- Domingues, L. and Souza, R. (2004), Modelo para previsão da temperatura de condutores de linhas aéreas de transmissão, in 'IX SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica'.
- Douglas, D., Motlis, Y. and Seppa, T. (2000), IEEE's Approach for Increasing Transmission Line Rating in North America., in 'CIGRÉ', number Art. 22-048, France.
- Ejebe, G. C., Tong, J., Waight, J., Frame, J. G., Wang, X. and Tinney, W. F. (1998), 'Available transfer capability calculations', *IEEE Transactions on Power Systems* **13**, 1521–1527.
- EOLICA (2006), Centro Brasileiro de Energia Eólica, CBEE. Visitado em 01/2006.  
**URL:** <http://www.eolica.com.br/energia.html>
- EPRI (1988), Conductor temperature research, Technical report, EPRI EL-5707, Research Project 2546-1, Final Report.
- Fernandes, T. and Almeida, K. (2002), Methodologies for loss and line flow allocation under a pool-bilateral market, Espanha.
- Fernandes, T. and Almeida, K. (2003), A study of total transfer capacity and transmission costs via an alternative optimal power dispatch model, Itália.
- FLUPOT (2000), *Manual do Usuário, programa FLUPOT*, CEPEL.
- Fontoura Filho, R. (2001), A confiabilidade da rede elétrica na nova estrutura de mercado, in 'IX ERLAC (CIGRÉ American Latin Meeting)', Foz do Iguaçu.
- Fontoura Filho, R. (2004), The importance of transmission business model to the grid expansion success, in 'IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America', São Paulo.

- Fontoura Filho, R. N., de Lima, P. G., Freitas, J. A. S., Bastos, J. R., Zani, C. R., Purger, P. R., Junior, O. R., Gewehr, O. P., Netto, L. V., Fernandes, J. H. M., Diniz, J. H., Nogueira, J. C., da Silva Filho, J. I., de Oliveira, F. J. A., Kossmann, C., Gabaglia, C. P. R., Bichels, A., Baumgarten, A. C., Cosentino, A. and Vale., A. R. (1993), Ampacidade estatística de linhas aéreas de transmissão com cabos alumínio / aço, *in* 'XII SNPTEE', Recife (PE).
- Força Tarefa, F. T. C. d. A. E. G. (1993), 'Critérios e procedimentos para o cálculo da ampacidade estatística de linhas aéreas de transmissão com cabos alumínio-aço (etapa 2)', Brasil.
- Foss, S. D., Lin, S. H. and Fernandez, R. A. (1983), 'Dynamic thermal line ratings – part 1: Dynamic ampacity rating algorithm', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-102**(6), 1858–1864.
- Fracaro, A. (1994), Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos com restrições de segurança, Master's thesis, FEE/UNICAMP.
- Furtado, T., Nascimento, C., Santos Filho, N., Pinto, S., Carvalho, A. and Diniz, J. (1997), Avaliação dos modelos determinístico e estatístico para carregamento da LT Arcos-Divinópolis 2 138 kv, utilizando sistema de monitoramento em tempo real, *in* 'XIV SNPTEE', Belém (PA).
- Gabaglia, C., Silva Filho, J. and Moreira, F. (2005), Ampacidade estatística - Medições em laboratório e de campo, *in* 'XVIII SNPTEE', Curitiba (PR).
- Granville, S. (1994), 'Optimal reactive power dispatch through interior point methods', *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(1), 136 – 146.
- GTCP/CTST/GCPS (1984), 'Critérios e procedimentos para determinação de limites de carregamento de linhas aéreas de transmissão de corrente alternada', GTCP/CTST/GCPS, Brasil.
- Guetter, A., Hoffmann, J. and Mello, J. (2005), Parâmetros meteorológicos aplicáveis para o projeto de linhas de transmissão no Paraná, *in* 'XVIII SNPTEE', Curitiba (PR).
- Habibollahzadeh, H. and Bubenko, J. (1986), 'Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **1**(1).
- Harvey, J. (1969), 'Creep of transmission line conductors', *IEEE Transactions* **PAS-88**(4), 281–285.
- Harvey, J. and Larson, R. (1970), 'Use of elevated temperature creep data in sag-tension calculations', *IEEE Transactions* **PAS-89**(3), 380–386.

- Hazan, E. (1996), 'Re-evaluating system operating limits', *Transmission & Distribution World*.
- Heydt, G. T. and Olsen, R. (2002), Differential gps measurement of overhead conductor sag: Software implementation - final project report, Technical Report 02-31, Power Systems Engineering Research Center.
- Hippert, H., Bunn, D. and Souza, R. (2000), Large Neural Networks for Load Forecasting: Are They Overfitted? Submitted to Int. Journal of Forecasting.
- Hippert, H., Pedreira, C. and Souza, R. (1999), Um Previsor de Temperaturas Horárias Baseado em Redes Neurais e Modelos ARIMA, in 'XXXI SBPO -Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional', Juiz de Fora.
- Hirst, E. and Kirby, B. (2001), Transmission planning for a restructuring U.S. electricity industry, Technical report, Edison Electric Institute.
- House, H. and Tuttle, P. (1959), 'Current-carrying capacity of ACSR', *AIEE Transaction* **Pas-77(2)**, 1169 – 1177.
- IEEE (1993), *Standard for Calculating the Current Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, IEEE, P738.
- Karmarkar, N. (1984), 'A new polynomial-time algorithm for linear programming', *Combinatorica* **4(4)**, 373 – 395.
- Kimball, L. (1997), Optimal Unit Commitment and Economic Dispatch with Transmission and Energy Constraints, Ph.d. thesis, Department of Mathematics, Worcester Polytechnic Institute, Massachusetts, USA.
- Kosmann, C. (1997), Avaliação de ampacidade estatística da LT de 138 kV Joinville/Eletrosul - Joinville IV, in 'XIV SNPTEE', Belém (PA).
- Menezes Jr., A., Costa, E. and Silva Filho, J. (1986), Mapeamento da ampacidade de condutores no brasil - Análise estatística e qualidade de ajuste., Technical report, CEPEL.
- Momoh, J., El-Hawary, M. and Adapa, R. (1999), 'A review of selected optimal power flow literature to 1993, part II : Newton, linear programming and interior point methods', *IEEE Transactions on Power Systems* **14(1)**, 105 – 111.
- Monticelli, A. (1983), *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, São Paulo.

- Moreira, F. S., Ohishi, T. and Silva Filho, J. (2006), Influence of the thermal limits of transmission lines in the economic dispatch, *in* 'IEEE PES General Meeting 2006', Montréal, Canadá. (Artigo aceito para publicação e apresentação).
- Morgan, V. (1978), The current carrying capacities of overhead line conductors, *in* 'IEEE/PES - Summer Power Meeting', Los Angeles, CA, pp. Paper A75 575–3.
- Nanda, J. and Bijwe, P. (1981), 'Optimal hydrothermal scheduling with cascaded plants using progressive optimality algorithm', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **100**(4).
- Nascimento, C., Brito, J., Filho, E., Braga, G., Miranda, G., Bracarense, A. and Ueda, S. (2004), The state of the art for increased overhead line ampacity utilizing new technologies and statistical criteria, *in* 'Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES', Vol. 8, pp. 464 – 469.
- Nascimento, C., Brito, J. and Santos, C. (2003), Validação do método de cálculo da ampacidade estatística na CEMIG, *in* 'XVII SNPTEE', Uberlândia (MG).
- Nascimento, C. and Carvalho, L. (2002), Aplicação de tecnologias de monitoramento em tempo real para aumentar a capacidade de transmissão em linhas de subtransmissão aéreas, *in* 'XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI'.
- NBR5422 (1985), 'Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica', Procedimento - COBEI/ABNT.
- Nogueira, M., Azzam, G. and Souza, F. (2001), Carregamento de linhas de transmissão aéreas: dos critérios determinístico à monitoração em tempo real, *in* 'XVI SNPTEE', Campinas (SP).
- Ohishi, T., Soares, S. and Carvalho, M. F. H. (1991), 'A short term hydrothermal scheduling approach for dominantly hidro systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **6**(2).
- Pereira, M. and L.M.V.G., P. (1981), 'A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **101**(10).
- Quintana, V., Torres, G. and Medina-Palomo, J. (2000), 'Interiorpoint methods and their applications to powersystems: A classification of publications and software codes', *IEEE Transactions on Power Systems* **15**(1), 170 – 176.
- Schmidt, N. (1999), 'Comparison between IEEE and CIGRÉ Ampacity Standards', *IEEE Transactions on Power Delivery* **14**(4).

- Schurig, O. R. and Frick, C. U. (1930), 'Heating and current carrying capacity of bare conductor for outdoor service', *General Electric Review* **33**(3), 141–157.
- Seppa, T., Adams Jr., H. and Douglas, D. (1998), Use of on-line tension monitoring for real-time thermal ratings, ice loads, and others environmental effects, in 'CIGRE International Conference on Large High Voltage Electric Systems', Paris, France.
- Seppa, T. and Douglas, D. (2001), 'Safe weather assumptions for line ratings', *Electrical World* **215**(1), 21–22. (Can be found at Web site [www.cat-1.com](http://www.cat-1.com)).
- Silva, H., Vinagre, M., Duque, C., Nascimento, C. and Carvalho, R. (2005), Uma alternativa técnico-econômica para aumentar a capacidade de transmissão via monitoramento em tempo real de linhas aéreas, in 'XVIII SNPTEE', Curitiba (PR).
- Silva, P. (1999), Sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento, Tese de mestrado, COPPE/UFRJ.
- Soares, S. and Salmazo, C. (1997), 'Minimum loss predispach model for hydroelectric power systems', *IEEE Transactions on Power Systems* **12**, 1220 – 1227.
- Stephen, R. (2000), *Description of State of the Art Methods to Determine Thermal Rating of Lines in Real-Time and Their Application in Optimising Power Flow*, SC22 WG12 Electrical Aspects of Overhead Lines.
- USi-Power (2005), *Power Donut2 Overview Presentation*, [www.USi-power.com](http://www.USi-power.com).
- Wei, H., Sasaki, H. and Kubokawa, J. (1998), 'A decoupled solution of hydro-thermal optimal power flow problem by means of interior point method and network programming', *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(2).
- Wei, H., Sasaki, H., Kubokawa, J. and Yokoyama, R. (2000), 'Large scale hydrothermal optimal power flow problems based on interior point nonlinear programming', *IEEE Transactions on Power Systems* **15**(1).
- Wong, T. Y., Findlay, J. A. and McMurtie, A. N. (1982), 'An on-line method for transmission ampacity evaluation', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-101**(2).

# Apêndice A

## Sistemas Utilizados para os Testes

### A.1 Sistema IEEE 14 Barras

O sistema utilizado nesta tese é baseada na rede do IEEE 14 barras, com modificações no carregamento e na geração. Para os testes realizados com esta rede, foram aumentados os níveis de carga e de geração da rede.

O diagrama do sistema IEEE 14 barras é apresentado na figura abaixo.

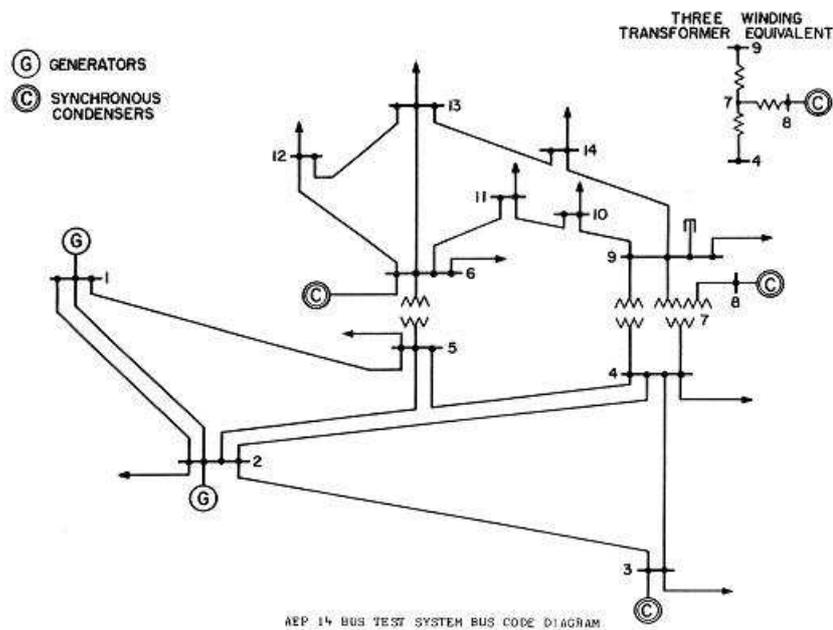


Fig. A.1: Diagrama da rede IEEE 14 barras

Nas Tabelas A.1 e A.2, podemos ver os arquivos de dados da rede IEEE 14 Barras.

Barra	Tipo	Nome	$PG_{min}$	$PG_{max}$	$QG_{min}$	$QG_{max}$	PL	QL	Shunt
1	V $\Theta$	BARRA-1	0	500	-25	500	0	0	
2	PV	BARRA-2	0	200	-40	500	241,7	12,7	
3	PV	BARRA-3	0	300	0	400	94,2	19,0	
4	PQ	BARRA-4					87,8	-3,9	
5	PQ	BARRA-5					57,6	9,60	
6	PV	BARRA-6	0	300	-6	240	141,2	7,50	
7	PQ	BARRA-7					0	0	
8	PV	BARRA-8	0	300	-6	240	0	0	
9	PQ	BARRA-9					129,5	16,6	0,19
10	PQ	BARRA-10					59,0	2,8	
11	PQ	BARRA-11					53,5	2,8	
12	PQ	BARRA-12					96,1	11,6	
13	PQ	BARRA-13					93,5	14,8	
14	PQ	BARRA-14					64,9	9,0	

Tab. A.1: Dados de barras do sistema IEEE 14 barras

O custo de geração de cada gerador é:

Gerador da barra 1 = 2,00

Gerador da barra 2 = 1,75

Gerador da barra 3 = 1,00

Gerador da barra 6 = 3,25

Gerador da barra 8 = 3,00

No Capítulo 5, os limites usados para a tensão são: tensão mínima 0,9 e máxima 1,2. Esse limite foi relaxado para permitir o aumento do carregamento dos circuitos para simular restrições de limites térmicos.

No Capítulo 6, os limites usados para a tensão são: tensão mínima 0,9 e máxima 1,1.

Para o cálculo da temperatura do condutor, foi considerado para todo o sistema, a tensão de operação de 220 kV, e que as linhas de transmissão são formadas por um condutor do tipo Dove (240/40 Al/Sr: Raio = 10,85 mm, Resistência = 0,121  $\Omega$ / km).

Linha	De	Para	Resistência	Reatância	Susceptância	Tap	L.Normal
1	1	2	1.9380	5.917	5.2800		200
2	1	5	5.4030	22.304	4.9200		200
3	2	3	4.6990	19.797	4.3800		200
4	2	4	5.8110	17.632	3.7400		200
5	2	5	5.6950	17.388	3.4000		200
6	3	4	6.7010	17.103	3.4600		200
7	4	5	1.3350	4.211	1.2800		200
8	4	7		20.912		0.978	200
9	4	9		55.618		0.969	200
10	5	6		25.202		0.932	200
11	6	11	9.4980	19.890			200
12	6	12	12.291	25.581			200
13	6	13	6.6150	13.027			200
14	7	8		17.615			200
15	7	9		11.001			200
16	9	10	3.1810	8.4500			200
17	9	14	12.711	27.038			200
18	10	11	8.2050	19.207			200
19	12	13	22.092	19.988			200
20	13	14	17.093	34.802			200

Tab. A.2: Dados dos circuitos do sistema IEEE 14 barras

## A.2 Sistema IEEE RTS 24 Barras

A rede IEEE RTS 24 barras é uma rede para testes de confiabilidade do IEEE, conhecida no meio científico. O sistema RTS (*Reliability Test System*) de 24 barras é composto por duas áreas elétricas: a área 1, com nível base de tensão de 138 kV, e a área 2, cujo nível base de tensão é de 230 kV.

Na Figura A.2 é apresentado o diagrama unifilar do sistema RTS. Ele é composto por: 24 barras; 33 linhas; transformadores; 10 geradores; 1 compensador síncrono; 1 reator shunt; sendo os dados de carga e geração do sistema dados nas Tabelas A.3 e A.4.

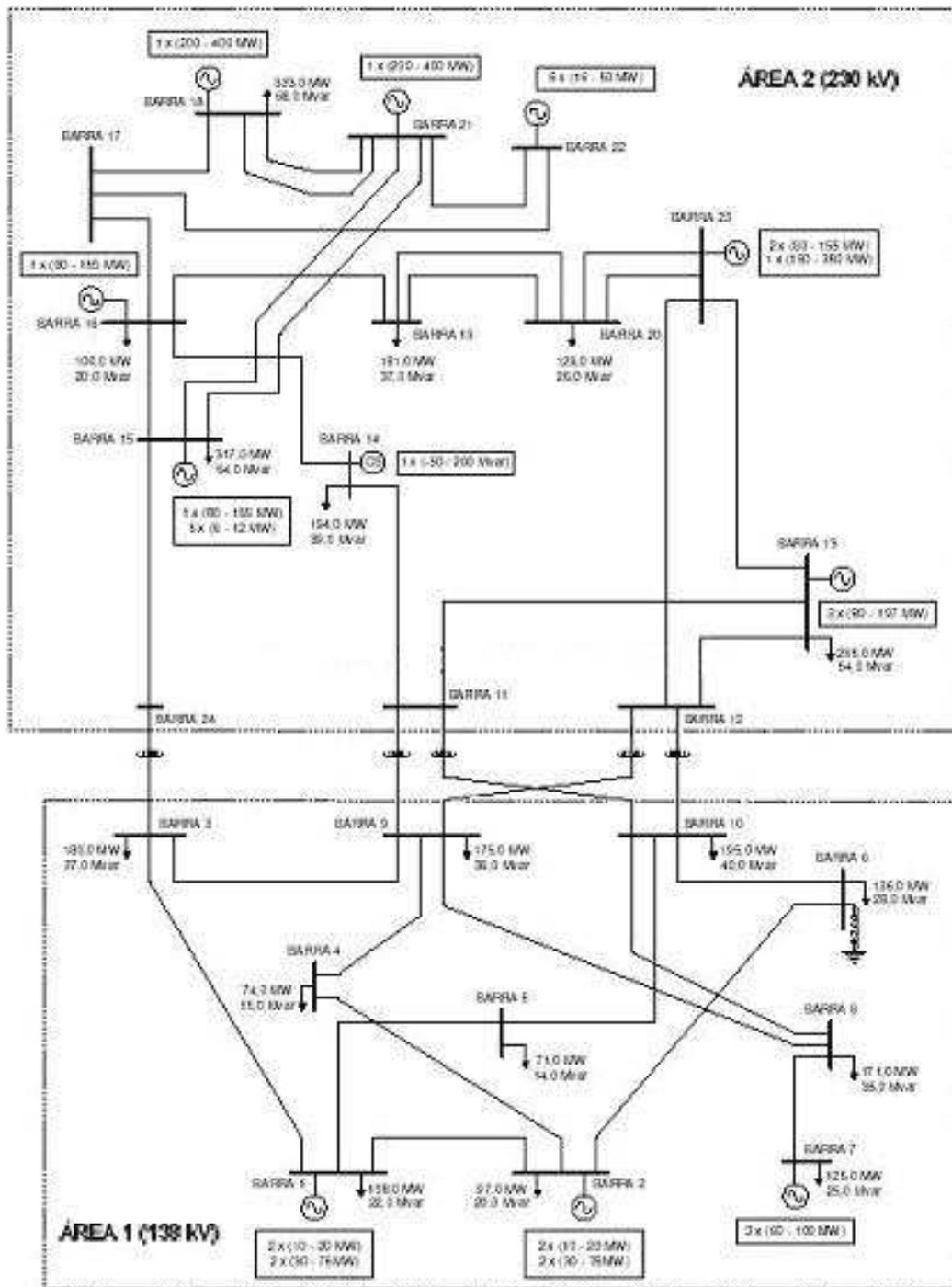


Fig. A.2: Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 24 Barras.

Área		Geração		Carga		Perdas	
Número	Nome	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1	RTS - 138 KV	504,00	121,97	1332,00	272,00	23,36	491,64
2	RTS - 230 KV	2400,58	502,15	1518,00	308,00	31,32	166,60
<b>Total</b>		2904,58	624,12	2850,10	580,00	54,68	658,24

Tab. A.3: Sumário do sistema IEEE RTS 24 barras - Totais por Área

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Número	Nome	Módulo [p.u]	Ângulo [graus]	MW	MVAr	MW	MVAr
1	BARRA—1	1,0350	-9,15	172,00	28,19	108,00	22,00
2	BARRA—2	1,0350	-9,25	172,00	19,29	97,00	20,00
3	BARRA—3	0,9824	-7,04	—	—	180,00	37,00
4	BARRA—4	0,9961	-11,58	—	—	74,00	15,00
5	BARRA—5	1,0160	-11,86	—	—	71,00	14,00
6	BARRA—6	1,0083	-14,35	—	—	136,00	28,00
7	BARRA—7	1,0250	-16,32	160,00	74,49	125,00	25,00
8	BARRA—8	0,9895	-17,08	—	—	171,00	35,00
9	BARRA—9	0,9980	-9,31	—	—	175,00	36,00
10	BARRA—10	1,0234	-11,42	—	—	195,00	40,00
11	BARRA—11	0,9879	-3,12	—	—	—	—
12	BARRA—12	0,9997	-2,44	—	—	—	—
13	BARRA—13	1,0200	0,00	270,58	133,99	265,00	54,00
14	BARRA—14	0,9800	1,32	0,00	-22,67	194,00	39,00
15	BARRA—15	1,0140	10,60	215,00	-6,83	317,00	64,00
16	BARRA—16	1,0170	9,55	155,00	44,10	100,00	20,00
17	BARRA—17	1,0386	14,01	—	—	—	—
18	BARRA—18	1,0500	15,36	400,00	138,57	333,00	68,00
19	BARRA—19	1,0233	8,13	—	—	181,00	37,00
20	BARRA—20	1,0385	8,84	—	—	128,00	26,00
21	BARRA—21	1,0500	16,18	400,00	107,05	—	—
22	BARRA—22	1,0500	21,83	300,00	-29,57	—	—
23	BARRA—23	1,0500	9,93	660,00	137,51	—	—
24	BARRA—24	0,9798	4,11	—	—	—	—

Tab. A.4: Dados de barras do sistema IEEE RTS 24 barras

Os controles liberados para modificação durante o processo de otimização do Caso Base foram: potência ativa gerada, potência reativa gerada, tensão terminal de gerador e tap de transformador. Nas Tabelas A.5 e A.6 são apresentados os controles disponíveis para o processo de otimização, bem como as restrições relativas a esses controles. As tensões nas barras tiveram seus valores restritos entre 0,95 e 1,05 pu. Os fluxos nas linhas e transformadores foram restritos a seus valores máximos de carregamento, apresentados na Tabela A.7.

Na barra 14, existe um compensador síncrono cujos limites de geração são: geração mínima -50 MVar e máxima 200 MVar.

Barra Número	Tensão		Geração MW			Geração MVar		
	Módulo	Ângulo	Mínima	Máxima	Atual	Mínima	Máxima	Atual
1	1,0350	-9,15	-9,11	192,00	172,00	-50,00	80,00	28,19
2	1,0350	-9,25	-9,21	192,00	172,00	-50,00	80,00	19,29
7	1,0250	-16,32	-16,28	300,00	160,00	0,00	180,00	74,49
13	1,0200	0,00	0,00	591,00	270,58	0,00	270,00	133,99
14	0,9800	1,32	1,34	0,00	0,00	-50,00	200,00	-22,67
15	1,0140	10,60	10,62	215,00	215,00	-50,00	110,00	-6,83
16	1,0170	9,55	9,56	155,00	155,00	-50,00	80,00	44,10
18	1,0500	15,36	15,37	400,00	400,00	-50,00	200,00	138,57
21	1,0500	16,18	16,19	400,00	400,00	-50,00	200,00	107,05
22	1,0500	21,83	21,85	300,00	300,00	-60,00	96,00	-29,57
23	1,0500	9,93	9,94	660,00	660,00	-125,00	310,00	137,51

Tab. A.5: Dados dos geradores do sistema IEEE RTS 24 barras

Barra De		Barra Para		Fluxos			Capacidade MVA	
Número	Tensão	Número	Tensão	Valor Tap	MW	MVar	Normal	Emerg.
1	1,0350	2	1,0350	-	13,10	-27,14	175,0	193,0
1	1,0350	3	0,9824	-	-10,27	25,69	175,0	208,0
1	1,0350	5	1,0160	-	61,17	7,64	175,0	208,0
2	1,0350	4	0,9961	-	38,81	20,54	175,0	208,0
2	1,0350	6	1,0083	-	49,29	0,98	175,0	208,0
3	0,9825	9	0,9980	-	27,59	-20,96	175,0	208,0
3	0,9825	24	0,9798	1,0150	-218,34	13,63	400,0	510,0
4	0,9962	9	0,9980	-	-35,79	6,76	175,0	208,0
5	1,0160	10	1,0234	-	-10,59	-6,91	175,0	208,0
6	1,0084	10	1,0234	-	-87,84	-127,63	175,0	193,0

7	1,0250	8	0,9895	–	35,01	49,49	175,0	208,0
8	0,9895	9	0,9980	–	-75,67	17,74	175,0	208,0
8	0,9895	10	1,0234	–	-60,88	-3,75	175,0	208,0
9	0,9981	11	0,9879	1,0300	-123,36	-11,78	400,0	510,0
9	0,9981	12	0,9997	1,0300	-138,90	-23,42	400,0	510,0
10	1,0234	11	0,9879	1,0150	-170,19	41,57	400,0	510,0
10	1,0234	12	0,9997	1,0150	-186,79	30,06	400,0	510,0
11	0,9879	13	1,0200	–	-121,41	-52,87	500,0	600,0
11	0,9879	14	0,9800	–	-173,21	43,63	500,0	600,0
12	0,9998	13	1,0200	–	-94,68	-33,47	500,0	600,0
12	0,9998	23	1,0500	–	-232,31	-7,13	500,0	600,0
13	1,0200	23	1,0500	–	-212,17	0,94	500,0	600,0
14	0,9800	16	1,0170	–	-369,00	-23,36	500,0	600,0
15	1,0140	16	1,0170	–	106,34	-31,96	500,0	600,0
15	1,0140	21	1,0500	–	-215,63	-41,81	500,0	600,0
15	1,0140	21	1,0500	–	-215,63	-41,81	500,0	600,0
15	1,0140	24	0,9798	–	222,92	44,74	500,0	600,0
16	1,0170	17	1,0386	–	-321,27	-34,21	500,0	600,0
16	1,0170	19	1,0233	–	106,24	-42,46	500,0	600,0
17	1,0386	18	1,0500	–	-185,69	-58,78	500,0	600,0
17	1,0386	22	1,0500	–	-138,90	4,24	500,0	600,0
18	1,0500	21	1,0500	–	-59,66	5,03	500,0	600,0
18	1,0500	21	1,0500	–	-59,66	5,03	500,0	600,0
19	1,0233	20	1,0385	–	-37,57	-38,64	500,0	600,0
19	1,0233	20	1,0385	–	-37,57	-38,64	500,0	600,0
20	1,0385	23	1,0500	–	-101,69	-43,77	500,0	600,0
20	1,0385	23	1,0500	–	-101,69	-43,77	500,0	600,0
21	1,0500	22	1,0500	–	-156,66	20,17	500,0	600,0

Tab. A.6: Dados dos circuitos do sistema IEEE RTS 24 barras.

### A.3 Sistema Brasileiro

Sistema da rede brasileira, montado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para estudos de confiabilidade, com a configuração do Sistema Interligado Brasileiro em dezembro 2003, patamar de carga pesado.

O sistema estudado é composto por: 3073 barras, 4547 circuitos, 314 geradores, 595 reatores ou capacitores shunt. A geração é predominantemente hidroelétrica, sendo os totais de carga e geração do sistema dado por:

Carga total: 56.928 MW e 15.557 MVAR

Geração total: 59.587 MW e -4673 MVAR

Shunt total: -13.011 MVAR

Perdas totais: 2.659 MW e -33.241 MVAR.

A Figura A.3 mostra o sistema elétrico brasileiro em dezembro de 2003, com alguns dados gerais de dimensões, capacidades instaladas e produção de energia.



Fig. A.3: Sistema elétrico brasileiro

## Apêndice B

# Função de Produção de Energia Elétrica para Hidrelétricas

### B.1 Funções de Produção de Energia Elétrica

A produção da energia hidroelétrica é o resultado de um processo de transformação da energia potencial da água armazenada no reservatório em energia mecânica através das turbinas; esta energia mecânica, por sua vez, é transmitida ao gerador através de um eixo, onde, finalmente, grande parte desta energia é transformada em energia elétrica. A energia elétrica gerada passa por uma subestação elevadora de tensão e é injetada no sistema de transmissão para a sua entrega aos centros de consumo. Apresenta-se a seguir uma análise da função de produção e de seus parâmetros e uma metodologia para o cálculo das funções de produção de energia das usinas hidrelétricas.

Partindo da definição de potência como sendo a energia produzida por unidade de tempo, pode-se expressar a potência produzida numa máquina de uma usina hidrelétrica através da seguinte relação matemática:

$$p = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur} \times \eta_{ger} \times h_l \quad (\text{B.1})$$

onde:  $p$  - potência gerada na máquina em (MW);  $g$  - aceleração da gravidade em ( $\text{m/s}^2$ );  $\rho$  - peso específico da água em ( $\text{kg/m}^3$ );  $\eta_{tur}$  - rendimento da turbina em (%);  $\eta_{ger}$  - rendimento do gerador em (%);  $h_l$  - altura de queda líquida em (m).

A diferença entre a cota do nível do reservatório e a cota do nível do canal de fuga fornece a altura de queda bruta. Para o cálculo da altura de queda líquida é necessário ainda descontar as perdas hidráulicas, resultando na seguinte expressão:

$$h_l = h_r - h_{cf} - h_p \quad (\text{B.2})$$

onde:  $h_r$ , é a cota do nível do reservatório, em (m),  $h_{cf}$ , é a cota do nível do canal de fuga, em (m),  $h_p$ , é a perda hidráulica, expressa em (m).

O nível do reservatório  $h_r(.)$  é uma função não linear do volume de água armazenado ( $V$ ) no reservatório. As unidades normalmente adotadas são o metro (m) e o hectômetro cúbico ( $\text{hm}^3$ ) para o nível do reservatório e volume, respectivamente. Neste estudo o nível do reservatório da usina foi calculado através do polinômio apresentado a seguir.

$$h_r(V) = a_0 + a_1 \times V + a_2 \times V^2 + a_3 \times V^3 + a_4 \times V^4 \quad (\text{B.3})$$

onde:  $a_k$  – são os coeficientes relativos ao reservatório;  $V$  – volume de água acumulado no reservatório, expresso em  $\text{hm}^3$ ;  $h_r$  – cota do nível do reservatório em metros.

O nível do canal de fuga  $h_{cf}(.)$  é uma função não linear da vazão turbinada ( $q_n$ ) num dado instante e expresso em  $\text{m}^3/\text{s}$ . O índice  $n$  indica que  $q_n$  é a vazão total da usina quando  $n$  máquinas estão em operação. Neste estudo o nível do canal de fuga da usina foi calculado através do polinômio apresentado a seguir.

$$h_{cf}(q_n) = b_0 + b_1 \times (q_n) + b_2 \times (q_n)^2 + b_3 \times (q_n)^3 + b_4 \times (q_n)^4 \quad (\text{B.4})$$

onde :  $b_k$  são coeficientes constantes relativos à usina  $i$ ;  $q_n$  é vazão turbinada total da usina quando há  $n$  máquinas em operação.

A perda hidráulica refere-se à redução da energia potencial pelo atrito da água ao escoar pelo interior do conduto forçado. Esta perda é calculada levando-se em conta dados referentes ao comprimento, diâmetro, curvas e a rugosidade das paredes internas do conduto forçado. Normalmente, é representada como uma função quadrática do tipo:

$$h_p = k \times q^2 \quad (\text{B.5})$$

onde:  $k$  – constante característica do conduto forçado em ( $\text{s}^2/\text{m}^5$ );  $q$  – vazão turbinada em ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) em uma máquina.

O rendimento da turbina hidráulica é uma função não linear dependente da vazão turbinada e da altura de queda líquida. Na Figura B.1 podemos ver o rendimento de uma turbina hidráulica, que pela sua forma é conhecida como Curva Colina.

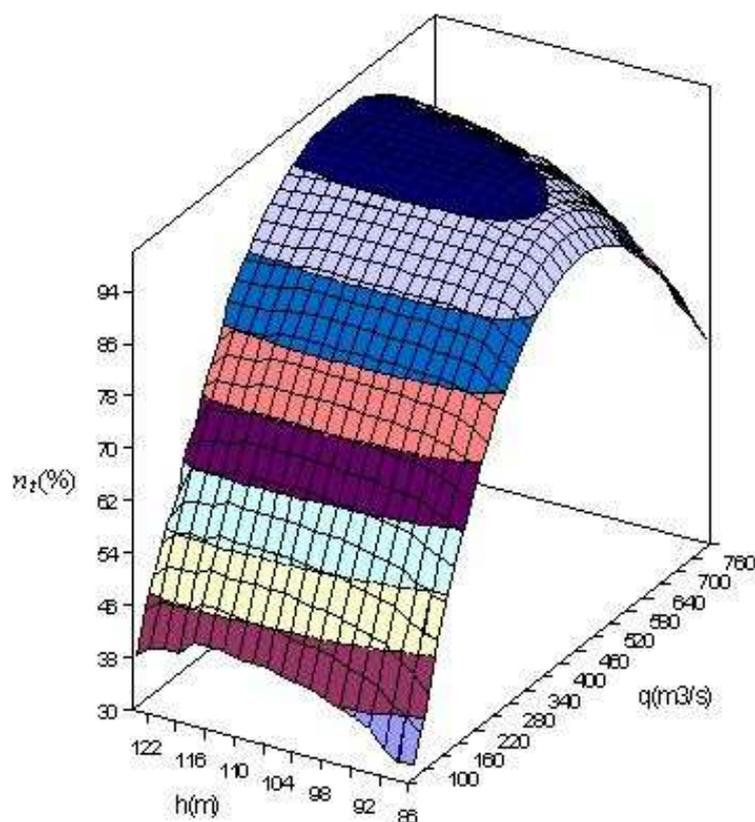


Fig. B.1: Curva de rendimento de uma turbina hidráulica (Curva Colina).

Pode-se constatar na Figura B.1 que, para uma dada altura de montante constante e variando a vazão turbinada do seu valor mínimo até seu valor máximo, o rendimento varia do seu valor mínimo, passa por um máximo, chegando a um valor intermediário entre o mínimo e máximo, quando a vazão turbinada atinge o seu valor máximo. Considerando a faixa de operação de uma usina hidrelétrica, há uma grande variação no seu rendimento (em torno de 20%), de modo que é importante escolher adequadamente o seu ponto de operação.

A transformação da energia mecânica em energia elétrica pelo gerador não se verifica de maneira total, pois nessa transformação também há perdas nos enrolamentos, perdas mecânicas provocadas pelo atrito nas escovas do sistema de excitação, perdas nos mancais e sistema de ventilação. Verificam-se também perdas provocadas pela histerese e correntes de Foucault, originadas pela variação da densidade de fluxo magnético no ferro do gerador. Os geradores modernos apresentam rendimentos na faixa de  $0.90 \leq \eta_g \leq 0.97$ .

É freqüente o uso do rendimento do conjunto turbina-gerador ( $\eta_{tg}$ ), que se define como o produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador, dada pela equação B.6, a seguir apresentada.

$$\eta_{tg} = \eta_{tur} \times \eta_{ger} \quad (\text{B.6})$$

Neste trabalho considerou-se o rendimento do gerador constante.

Aqui é importante destacar que uma usina hidrelétrica é composta de vários grupos geradores, e que cada grupo gerador possui um conduto forçado. Assim, o nível do reservatório e o nível do canal de fuga dependem de variáveis de toda a usina. Isto é, o nível do reservatório é função do volume armazenado e o nível do canal de fuga depende da vazão defluente total da usina (soma da vazão turbinada em todos os grupos geradores mais a vazão vertida). Já a perda hidráulica é calculada para cada grupo gerador, pois esta depende da vazão que passa através de cada conduto forçado; e o rendimento de cada grupo gerador depende da vazão turbinada e da queda líquida.

## B.2 Perdas na Operação de uma Usina Hidrelétrica

Apresenta-se neste item uma metodologia para o cálculo de funções de perdas em usinas hidrelétricas, levando-se em conta as variações na altura de queda e no rendimento. A idéia aqui é estimar as perdas à medida que varia-se a produção de energia.

Quando se varia a geração em uma dada usina hidrelétrica, varia-se também a vazão turbinada em cada grupo gerador em operação. Esta variação na turbinagem implica uma variação no nível do canal de fuga, nos rendimentos e nas perdas hidráulicas. Com o aumento da turbinagem eleva-se o nível do canal de fuga, diminuindo-se assim a altura de queda e conseqüentemente diminui-se a produtividade da usina. Da mesma forma, quando se aumenta a turbinagem aumenta-se também as perdas nos condutos forçados. Para se ter um padrão de comparação comum, estas perdas serão estimadas em termos de perdas de energia (MW), através das equações a seguir apresentadas.

### a) Variação no nível do canal de fuga

O nível do canal de fuga é dado por polinômios de até 4ª ordem em função da vazão defluente, conforme segue:

$$h_{cf}(q_n) = b_0 + b_1 \times (q_n) + b_2 \times (q_n)^2 + b_3 \times (q_n)^3 + b_4 \times (q_n)^4 \quad (\text{B.7})$$

A avaliação da redução da potência gerada, decorrente da elevação do nível de canal de fuga pode ser representada através de:

$$p_{cfn} = (h_l(q_n) - h_l(q_{\min})) \times g \times \rho \times \eta_{tg} \times q_n \times 10^{-6} \quad (\text{B.8})$$

onde:  $p_{cfn}$  – perda em MW, decorrente da elevação do nível do canal de fuga com “n” máquinas em operação;  $q_n$  – vazão turbinada total com “n” máquinas em operação;  $q_{min}$  – vazão turbinada mínima com “n” máquinas em operação;  $h(q_n)$  – altura de queda líquida para vazão turbinada  $q_n$ .

A máxima altura de queda ocorre para a turbinagem mínima. Quando se aumenta a vazão turbinada, eleva-se o nível do canal de fuga, diminuindo-se assim a produtividade da usina. Com isso, temos que do ponto de vista desta perda é preferível manter a turbinagem em valores baixos, pois assim tem-se maior altura de queda.

#### b) Perda hidráulica

Se a perda hidráulica ocasiona uma redução na altura de queda (equação B.5), ocasiona também uma redução na potência gerada, que pode ser quantificada através da seguinte expressão:

$$p_{hn} = (k \times q^2) \times g \times \eta_{tg} \times \rho \times q_n \times 10^{-6} \quad (\text{B.9})$$

onde:  $p_{hn}$  – é a perda hidráulica em MW, ocasionada pela operação de “n” máquinas;  $k$  – é a constante que exprime as características do conduto forçado.

De maneira similar à perda por elevação do canal de fuga, analisado no item (a), a perda hidráulica também aumenta com o incremento da vazão turbinada, de modo que aqui também é preferível manter a turbinagem em valores baixos, visando ter menos perda hidráulica.

#### c) Perda pela variação do rendimento da turbina

A Figura B.2 mostra uma curva de rendimento para uma turbina do tipo Francis, onde se pode ver que o rendimento, em %, é definido pela altura de queda líquida, dada em metros, e a vazão turbinada, em  $\text{m}^3/\text{s}$ . Nesta figura pode ser constatado que, para uma dada cota do reservatório, se a vazão turbinada variar a partir de um valor mínimo, ponto **A**, até seu valor máximo, ponto **C**, o rendimento terá um comportamento de crescimento até um valor máximo de rendimento, ponto **B**, e a partir deste ponto há uma diminuição no rendimento até atingir o ponto **C**.

Evidentemente, operar no ponto **B** é o ideal, dado que neste ponto obtém-se a maior rendimento do grupo gerador.

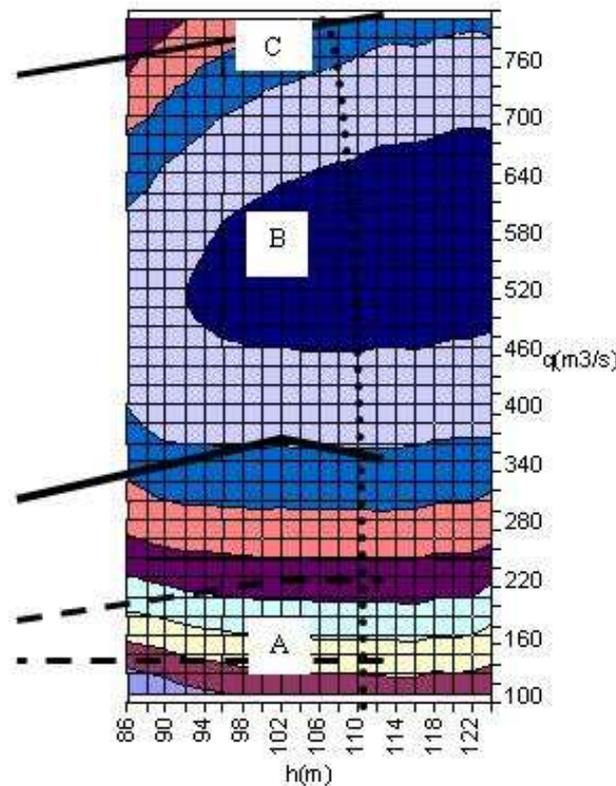


Fig. B.2: Curva Colina de turbina do tipo Francis.

Para avaliar as perdas associadas à variação do rendimento da turbina, consideramos o ponto **B** como valor de referência ou de “perda nula”. Portanto, o afastamento do ponto de referência ou ponto **B**, será considerado como perda e quantificada pela seguinte expressão:

$$p_{rn} = g \times (\eta_{tB} - \eta_t) \times \rho \times q_n \times h_l \times 10^{-6} \quad (\text{B.10})$$

onde:  $p_{rn}$  – é a perda, em MW, associada à variação do rendimento da turbina;  $\eta_{tB}$  – rendimento no ponto B; e  $\eta_t$  – rendimento no ponto atual.

A equação B.10 avalia a perda em MW por operar em um ponto de menor rendimento ( $\eta_t$ ). Comparando com as duas perdas analisadas nos itens (a) e (b), tem-se que o comportamento das perdas por rendimento apresenta um comportamento diferente, pois incentiva o grupo gerador a operar em torno do ponto B (localizado em geral mais próximo do ponto de máxima geração) do que operar próximo do limite inferior, como ocorre nos casos das outras duas perdas.

**d) Cálculo da Perda total**

Definida a metodologia para o cálculo das diferentes componentes da perda na operação de uma usina hidrelétrica, será feita a avaliação do total de perdas para um dado número de máquinas em operação através do procedimento apresentado a seguir. Aqui também se supõe conhecido o volume armazenado no reservatório.

- 1 – Dado um volume armazenado, calcula-se a cota do reservatório através da equação B.3;
- 2 – Inicializa a vazão turbinada de cada grupo gerador em seu valor mínimo e calcula-se a vazão total turbinada;
- 3 – Calcula-se o valor do nível de canal de fuga através da equação B.4;
- 4 – Calcula-se a perda hidráulica através da equação B.5;
- 5 – Calcula-se a altura de queda líquida através da equação B.2;
- 6 – Calcula-se o rendimento através da curva colina;
- 7 – Calcula-se as perdas de rendimento através da equação B.8, no nível do canal de fuga através da equação B.9 e as perdas hidráulicas através de B.10. Some estas três perdas obtendo a perda total para esta turbinagem ou potência gerada;
- 8 – Incrementa-se a vazão turbinada. Se esta ultrapassar a turbinagem máxima, então passa-se para o passo 9. Caso contrário calcula-se a vazão turbinada total e retornar-se para o passo 3;
- 9 – Ajusta-se um polinômio a partir dos pontos calculados nos passos acima.

Apresenta-se a seguir a curva de perda da usina de Jurumirim (Figura B.3).

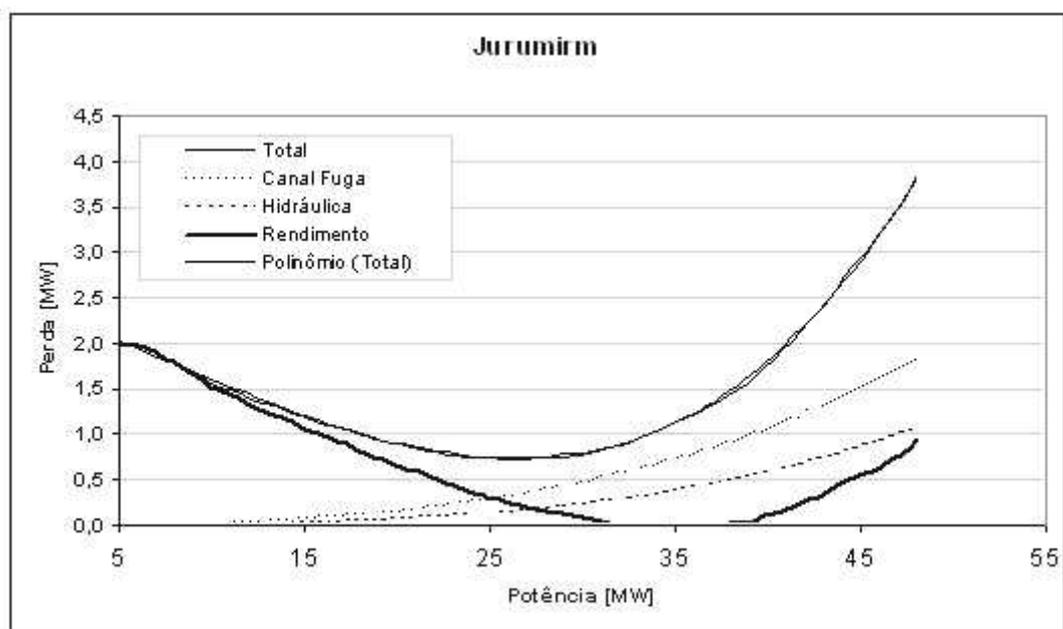


Fig. B.3: Curva de perda da usina de Jurumirim.

# Apêndice C

## Exemplos de cálculo da ampacidade estatística

Com o objetivo de apresentar os benefícios decorrentes da consideração de uma metodologia de ampacidade estatística, apresenta-se a seguir um exemplo neste apêndice da aplicação de tal metodologia, conforme proposta de texto, de março de 2003, da revisão da norma NBR 5422.

### C.1 Utilização da Metodologia

A ampacidade de uma LT deve ser calculada a partir da definição das séries horárias da temperatura do cabo condutor. As séries são elaboradas considerando-se a circulação constante de diversas correntes, de valores inferiores, iguais ou superiores ao da corrente mínima solicitada. As séries são elaboradas para os períodos de verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite separadamente.

Uma vez definidas, as diversas curvas estatísticas da temperatura do cabo condutor para o período, escolhe-se uma das curvas que atende ao valor de corrente próximo, igual ou superior ao solicitado para um dos períodos. Com a curva estatística da temperatura do cabo escolhida, deve-se então procurar definir a temperatura de referência e a temperatura limite de referência, considerando-se os riscos térmicos estipulados pela metodologia e o limite de temperatura máximo do cabo condutor.

As temperaturas são escolhidas para os pontos que definem os riscos térmicos estipulados na Norma ou próximos dos mesmos. Os riscos térmicos devem estar próximos dos limites estipulados para a metodologia, para um melhor aproveitamento da mesma. Se a temperatura do cabo for superior à temperatura máxima estipulada, deve-se adotar a temperatura máxima como limite. Deve-se proceder de forma semelhante para os outros períodos.

Ao final do processo, têm-se 4 pares de valores de temperatura de referência e limite de referência,

4 pares de valores para os riscos térmicos e 4 valores de ampacidade nominal, um par para cada período do ano definido.

Deve-se escolher entre os pares de temperatura, um par de valores máximos de temperatura de referência e da temperatura limite de referência entre os valores encontrados para os períodos do ano.

Reexaminar os valores de temperaturas para os períodos que não forneceram os valores máximos, em função destes valores, melhorando a ampacidade dos períodos.

A corrente da curva, onde foram definidas as temperaturas de referência e limite de referência, é o valor da ampacidade nominal da LT para o período.

Para a definição das ampacidades de sobrecarga de média e longa duração, os procedimentos são semelhantes, porém os riscos térmicos variam.

Para um determinado período do ano, deve-se escolher uma curva que atenda a temperatura limite de referência, definida anteriormente para o período, e atenda aos riscos térmicos estipulados para as condição de sobrecargas.

No cálculo das ampacidades de sobrecarga do período, a temperatura limite de referência é a mesma definida para a condição de ampacidade nominal.

No final do processo, têm-se 4 valores de ampacidade de sobrecarga de média e 4 valores de ampacidade de longa duração, um para cada período do ano.

Para a determinação da temperatura máxima do cabo condutor, deve-se escolher no regime de ampacidade nominal, os maiores valores de temperatura de referência e de limite de referência, entre os calculados para os 4 períodos do ano.

Para a aplicação da metodologia no projeto, o projetista deve procurar conhecer a temperatura de referência e a temperatura limite de referência máximas a que está sujeito o cabo condutor. Estas duas temperaturas são os valores máximos existentes entre os 4 pares de valores definidos na ampacidade nominal e serão utilizadas no projeto da LT.

Para a utilização das temperatura de referência e de limite de referência, tem-se duas situações que depende se uma LT é uma LT nova ou se é uma LT existente para a qual está sendo redefinida a ampacidade.

## **C.2 Aplicação da metodologia em uma LT nova**

A temperatura de locação da LT é definida pela temperatura de referência máxima escolhida, e a LT plotada deve ser verificada para a temperatura limite de referência máxima escolhida.

Desta forma as alturas das estruturas são definidas pela temperatura de referência máxima e ajustadas para atender a temperatura limite de referência máxima.

Caso a diferença entre as duas temperaturas seja muito grande, deve-se plotar a LT com a temperatura limite de referência e verificar com a temperatura de referência, pois a diferença entre as distâncias de segurança para o regime nominal e regime de sobrecarga é de apenas 1 metro e esta diferença é insuficiente para atender a grande diferença entre as temperaturas, prevalecendo assim, a temperatura limite de referência.

Caso as curvas das temperaturas fiquem acima do solo em um determinado vão, isto indica que os riscos térmicos reais no campo para aquele vão, são menores do que os estipulados pela metodologia.

### **C.3 Aplicação da metodologia em uma LT existente**

Para a LT existente, deve-se através de uma inspeção no campo verificar se a temperatura de referência atual da LT se mantém, ou seja, se todos os vãos da LT estão atendendo as distâncias de segurança para a ampacidade nominal definida para a LT.

Caso todos os vãos estejam atendendo a norma, a temperatura de referência estará definida e deve-se então, procurar definir qual é a temperatura limite de referência da LT.

Para a definição da temperatura limite de referência deve-se proceder de forma semelhante ao cálculo da temperatura limite de referência para uma LT nova.

Com as curvas estatísticas de temperatura do cabo condutor para cada período já definidas, calculam-se as correntes nominais a serem transportada pela LT.

Se as distâncias de segurança existentes na LT não atenderem à Norma em algum vão específico, deve-se, em primeiro lugar, adequar este vão, à Norma.

Caso se queira, ampliar a corrente da LT existente e se existir folga na distância de segurança, deve-se procurar definir uma nova temperatura de referência correspondendo a uma curva estatística de corrente maior, para os 4 períodos do ano.

O cabo condutor nesta nova temperatura de referência deverá atender as distâncias de segurança da Norma para todos os vãos e aos limites de risco térmico definidos na norma.

A partir desta nova temperatura de referência, calcula-se a temperatura limite de referência para cada período do ano.

O cálculo da temperatura limite de referência e das ampacidades de média e de longa duração segue o processo explicado nos itens anteriores.

## C.4 Exemplo de cálculo para a determinação da temperatura de projeto de uma linha nova

Uma linha de transmissão de 230 kV, circuito duplo, deverá ser construída com cabo bitola 636 MCM - CAA, na região de Londrina - Paraná.

A linha deverá ter a ampacidade de 320 MVA (805 A) em regime de ampacidade nominal para a condição Verão/Dia.

A LT será apenas analisada para o período verão-dia.

Para o projeto de linhas de transmissão devem ser consideradas duas condições de temperatura dos condutores: temperatura de referência e temperatura limite de referência, verificando-se os espaçamentos verticais associados a ambas e os respectivos riscos de falha.

Dados ambientais:

Coefficientes  $K_i$  relativos aos dados ambientais da região:

Condição	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
Verão/Dia	28.00	34.30	-0.98	-4.75	0.33	13.80	14.60	-0.31	48.70	80.70	-6.65

Dados do cabo condutor:

Nome: Grosbeak;

Corrente unitária de catálogo: 775 A;

Riscos térmicos:

Probabilidade de exceder a temperatura de projeto em regime normal:	15,0%;
Probabilidade de exceder a temperatura limite de operação em reg. normal:	1,0%;
Probabilidade de exceder a temperatura limite de operação em emerg. média:	7,5%;
Probabilidade de exceder a temperatura limite de operação em emerg. longa:	5,0%.

### Determinação dos parâmetros da curva estatística da temperatura do cabo condutor

As temperaturas média, mínima e coincidente dos cabos devem ser calculadas. O valor da corrente dada deve ser transformado em valor em pu, correspondendo a 1,0387 pu.

#### C.4 Exemplo de cálculo para a determinação da temperatura de projeto de uma linha nova 151

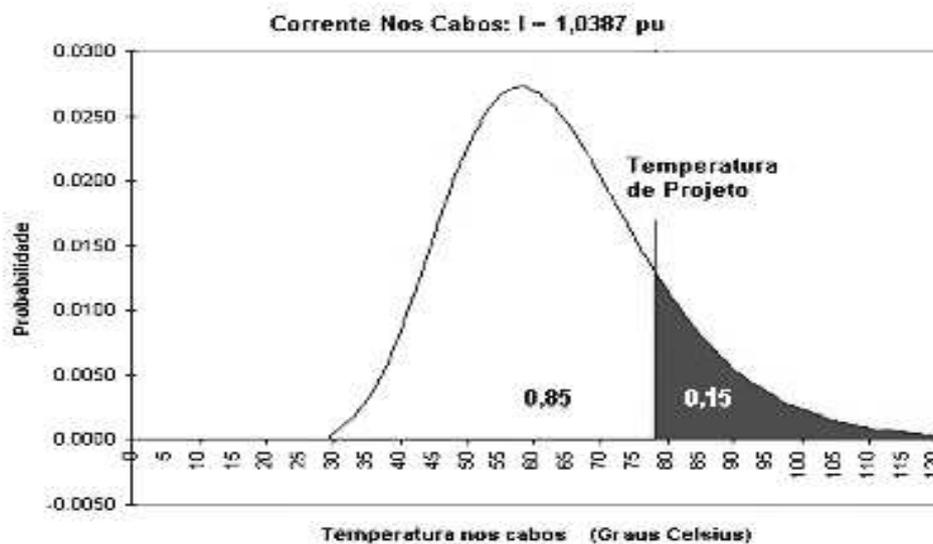


Fig. C.1: Distribuição de probabilidade de temperatura nos cabos

#### Cálculo das temperaturas média, desvio padrão, mínima para a curva estatística:

Utilizando-se os dados das condições ambientes, sintetizadas pelos coeficientes  $K_i$  para a região de Londrina, e os dados dos cabos, tem-se:

$$\begin{aligned} T_{med} &= \text{Temperatura Media} = K_1 + K_2 I^2 + K_3 I^2 D \\ &= 28,00 + 34,30 \times (1,0387)^2 - 0,98 \times (1,0387)^2 \times 2,515 = 62,35^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{des} &= \text{Desvio Padrao da Temperatura} = K_4 + K_5 T_{med} \\ &= -4,75 + 0,33 \times 62,3477 = 15,83^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{min} &= \text{Temperatura Minima} = K_6 + K_7 I^2 + K_8 I^2 D \\ &= 13,80 + 14,60 \times (1,0387)^2 - 0,31 \times (1,0387)^2 \times 2,515 = 28,71^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Os parâmetros acima também podem ser obtidos a partir do processamento da série histórica de dados ambientais da região com o valor de corrente definido para a linha (no caso: 805 A).

**Cálculo dos parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  da distribuição log-normal a três parâmetros:**

$$\begin{aligned}\beta &= \sqrt{\left[\left(\frac{T_{des}}{T_{med} - T_{min}}\right)^2 + 1\right]} \\ &= \left\{\ln\left[\left(\frac{15,83}{62,35 - 28,71}\right)^2 + 1\right]\right\}^{1/2} = 0,4472\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\alpha &= \ln(T_{med} - T_{min}) - (\beta^2/2) \\ &= \ln(62,35 - 28,71) - (0,2499)^2/2 = 3,4157\end{aligned}$$

**Cálculo da temperatura de referência da LT:**

Para determinar a temperatura de referência é necessário calcular o valor de temperatura  $T$  nos cabos para o qual se tenha um risco de 15% de ser excedido (Risco Térmico na condição de ampacidade nominal). Para tanto é necessário integrar a equação da log-normal desde  $T_{minimo}$  até  $T_{referencia}$  de forma que:

$$Risco\ Termico = RT = 1 - P(T \geq T_{minimo}) = 1 - \int_{T_{min}}^{\infty} f(T)dT = valor\ dado$$

$$f(T) = \frac{1}{\beta\sqrt{2\pi}} (T - T_{min})^{-1} e^{-\frac{[\ln(T - T_{min}) - \alpha]^2}{2\beta^2}}$$

Sendo:

Para a distribuição log-normal a 3 parâmetros,  $T$  variando de  $T_{minimo}$  a  $T_{referencia}$ , e  $RT(T_{referencia}) = 0,15$  (ou seja, a probabilidade de  $T_{referencia}$  ser excedida é 15%)

Utilizando-se de uma calculadora científica, com uma capacidade mínima de programação, e aplicando-se o método trapezoidal para integração numérica, obtém-se:

$$T_{referencia} = 76,8 \text{ } ^\circ\text{C (que será arredondado para } 80,0 \text{ } ^\circ\text{C)}$$

**Cálculo da temperatura limite de referência da LT**

#### **C.4 Exemplo de cálculo para a determinação da temperatura de projeto de uma linha nova**153

Para o cálculo da temperatura limite de referência, que define as condições de ampacidade de sobrecarga, deve-se efetuar o mesmo cálculo feito para a temperatura de referência, porém o risco térmico deve ser 1%.

O valor encontrado é igual a:  $T_{referencia} = 98,6^{\circ}\text{C}$ . Este valor encontrado está abaixo do limite de temperatura do cabo condutor que igual a  $100^{\circ}\text{C}$ .

#### **Cálculo das ampacidades da LT para o período verão-dia**

Considerando que as temperaturas de referência e limite de referência estão atendendo os limites de riscos térmicos e de temperatura máxima do cabo, a ampacidade nominal da LT será de 805 A.

Para o cálculo das ampacidades de sobrecarga da LT, deve-se utilizar a equação do risco térmico e fazendo o risco igual a 7,5% e 5%, respectivamente para as ampacidades de sobrecarga de média duração e de longa duração e substituir a temperatura de referência pela temperatura limite de referência que é igual  $98,6^{\circ}\text{C}$ .

Valores encontrados iguais a:

Ampacidade de curta duração: 1006 A.

Ampacidade de longa duração: 966 A.

#### **Temperaturas do cabo condutor para o projeto**

Os valores das temperaturas de referência e temperatura limite de referência devem ser utilizados para efetuar a plotação dos suportes no perfil da LT. A plotação deve atender as duas temperaturas calculadas.

## Apêndice D

# Coeficientes $K_i$ para as Condições Atmosféricas

Para o projeto de linhas de transmissão devem ser consideradas as condições de temperatura dos condutores. Os valores das temperatura média, desvio padrão e temperatura mínima, para a curva estatística, podem ser obtidos utilizando-se os dados das condições ambientais, sintetizadas pelos coeficientes  $K_i$  para cada região.

Os  $K_i$ 's são coeficientes de correlação linear múltipla que representam as condições climáticas medidas nas séries horárias. Esses coeficientes, na tabela abaixo, estão divididos por localidade e por períodos: VD = verão-dia, VN = verão-noite, ID = inverno-dia, IN = inverno-noite e AT = Ano todo. Onde o verão considerado abrange o período de 1/outubro a 31/março, e o inverno, de 1/abril a 30/setembro. Considera-se dia, o horário entre 06 e 18 horas e noite entre 18 e 06 horas.

Tab. D.1: Dados dos coeficientes  $K_i$  para as condições atmosféricas

Local	Período	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
BAGÉ	VD	26.90	33.00	-1.07	-5.19	0.37	11.10	14.80	-0.41	49.50	79.90	-6.49
	VN	20.90	39.30	-1.71	-4.53	0.35	9.79	19.80	-0.55	33.90	85.20	-7.38
	ID	18.90	28.30	-0.63	-2.72	0.40	3.30	13.10	-0.37	44.00	80.30	-6.50
	IN	12.30	34.60	-1.36	-2.35	0.40	3.76	12.50	-0.33	24.20	82.20	-7.08
	AT	21.01	33.86	-1.65	-2.54	0.41	-2.19	10.32	-0.64	55.71	79.35	-6.31
BELÉM	VD	31.10	32.60	-0.82	-8.83	0.35	21.70	14.40	-0.34	52.20	79.70	-6.44
	VN	23.90	45.70	-2.03	-6.35	0.28	23.10	15.40	-0.45	41.90	79.70	-6.38
	ID	32.70	31.30	-0.64	-7.14	0.31	23.80	13.60	-0.06	53.40	79.40	-6.40
	IN	23.50	41.40	-1.67	-7.35	0.32	21.70	13.00	-0.40	31.10	85.20	-7.35

Continua na página seguinte

Tab. D.1 – continuação da página anterior

Local	Período	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
	AT	27.23	35.26	-1.40	-8.30	0.38	15.97	12.83	-0.77	55.10	79.46	-6.34
BELO HORIZONTE	VD	28.00	34.40	-0.80	-4.98	0.31	17.70	18.10	-0.47	47.80	81.00	-6.68
	VN	20.40	47.90	-2.21	-4.36	0.26	18.70	14.80	-0.51	35.20	80.50	-6.49
	ID	26.10	30.50	-0.44	-3.85	0.33	10.10	19.10	-0.25	52.10	79.50	-6.40
	IN	15.40	48.30	-2.20	-2.09	0.23	8.65	19.60	-0.57	27.80	84.90	-7.30
	AT	27.78	39.16	-1.22	-2.04	0.32	6.55	13.91	-0.63	55.09	79.12	-6.26
BOM JESUS DA LAPA	VD	32.50	45.60	-1.80	-2.35	0.25	19.90	15.70	-0.41	56.00	79.70	-6.48
	VN	23.90	52.20	-2.73	-2.82	0.22	20.40	14.60	-0.35	35.30	82.60	-6.97
	ID	32.60	37.50	-1.15	-4.42	0.32	15.00	18.00	-0.54	56.20	79.10	-6.34
	IN	21.70	47.90	-2.28	-1.50	0.25	14.20	18.70	-0.65	35.80	85.30	-7.39
	AT	33.52	54.28	-3.66	-6.14	0.37	14.33	12.85	-0.75	59.20	79.33	-6.40
BRASÍLIA	VD	27.50	35.90	-1.13	-3.54	0.31	17.10	14.40	-0.50	50.80	79.50	-6.40
	VN	19.70	46.60	-2.19	-4.93	0.29	18.60	9.88	-0.31	35.50	80.00	-6.39
	ID	28.70	33.90	-0.81	-4.39	0.34	11.30	15.50	-0.51	53.90	78.90	-6.29
	IN	17.20	46.50	-2.12	-2.68	0.27	12.30	15.30	-0.51	32.00	83.10	-7.08
	AT	22.23	37.38	-1.35	-3.99	0.36	10.50	10.62	-0.70	56.09	79.01	-6.25
CACHIMBO	VD	30.40	43.60	-1.52	-3.38	0.26	22.00	11.70	-0.20	52.10	79.90	-6.49
	VN	23.20	52.00	-2.69	-2.15	0.20	20.90	19.40	-0.66	41.40	80.10	-6.46
	ID	32.20	37.00	-0.98	-1.63	0.25	12.10	20.10	-0.44	56.00	79.40	-6.42
	IN	23.60	51.70	-2.52	-1.80	0.20	19.30	18.10	-0.53	44.00	79.70	-6.38
	AT	27.36	38.89	-1.32	-4.67	0.33	12.78	13.26	-0.67	57.88	79.80	-6.26
CAMPINAS	VD	28.00	31.20	-0.89	-6.05	0.39	15.60	11.80	-0.31	51.10	80.50	-6.61
	VN	20.40	33.30	-1.37	-7.55	0.44	15.40	12.80	-0.40	28.00	84.90	-7.30
	ID	24.80	27.20	-0.52	-2.74	0.39	7.19	11.10	-0.19	53.10	79.30	-6.36
	IN	15.10	25.70	-0.97	-5.14	0.47	7.29	9.73	-0.25	29.30	85.10	-7.32
	AT	22.02	27.73	-1.33	-5.53	0.53	2.42	7.26	-0.49	56.28	78.80	-6.20
CAMPO GRANDE	VD	30.00	34.90	-1.06	-5.65	0.33	17.00	15.80	-0.47	51.10	80.60	-6.63
	VN	21.80	43.50	-1.95	-5.96	0.33	15.20	16.40	-0.43	38.10	80.40	-6.49
	ID	29.60	28.60	-0.59	-4.36	0.37	7.00	14.10	-0.41	55.30	80.00	-6.52
	IN	18.80	35.50	-1.47	-5.04	0.41	6.21	13.60	-0.43	29.10	84.90	-7.30
	AT	24.08	31.62	-1.61	-5.96	0.44	2.59	11.93	-0.71	57.57	78.88	-6.22
CARAVELAS	VD	30.40	28.80	-0.77	-9.02	0.37	21.30	15.60	-0.43	49.60	79.50	-6.39
	VN	23.90	42.50	-1.94	-8.85	0.37	20.30	15.40	-0.45	33.60	83.10	-7.00
	ID	27.30	31.40	-0.69	-6.63	0.34	16.40	15.10	-0.52	46.70	79.40	-6.36
	IN	19.70	44.70	-2.04	-6.20	0.33	16.80	14.70	-0.50	26.50	84.00	-7.19
	AT	25.25	37.13	-1.64	-7.45	0.37	16.43	13.27	-0.14	53.69	79.10	-6.24

Continua na página seguinte

Tab. D.1 – continuação da página anterior

Local	Período	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
CAROLINA	VD	33.20	46.40	-1.87	-3.22	0.25	21.80	13.90	-0.20	55.30	79.00	-6.33
	VN	24.80	54.40	-2.94	-3.03	0.20	22.10	16.80	-0.47	42.30	79.70	-6.37
	ID	35.20	39.70	-1.25	-6.33	0.30	20.90	17.80	-0.43	57.10	79.10	-6.38
	IN	24.40	56.70	-3.21	-0.41	0.16	18.90	21.60	-0.92	34.90	85.30	-7.39
	AT	31.17	39.85	-1.18	-4.71	0.31	18.73	9.34	-0.49	56.75	79.14	-6.28
CURITIBA	VD	24.20	30.10	-0.81	-3.14	0.30	11.60	16.80	-0.48	47.00	79.90	-6.45
	VN	17.30	33.80	-1.22	-5.07	0.36	11.60	16.40	-0.55	29.00	81.90	-6.74
	ID	20.90	29.40	-0.55	-1.41	0.32	2.69	15.50	-0.36	47.50	79.70	-6.41
	IN	11.50	34.50	-1.19	-2.55	0.36	1.97	14.10	-0.40	25.90	84.80	-7.26
	AT	17.42	27.61	-1.25	-4.15	0.49	-7.54	13.01	-0.46	52.71	78.69	-6.15
FLORIANÓPOLIS	VD	27.70	30.80	-0.90	-5.25	0.31	19.40	13.90	-0.33	48.10	80.70	-6.65
	VN	22.00	39.00	-1.65	-6.63	0.34	20.10	11.30	-0.28	38.60	76.20	-6.56
	ID	22.60	31.60	-0.76	-3.11	0.31	9.71	13.80	-0.30	45.70	79.10	-6.26
	IN	15.60	36.80	-1.36	-4.00	0.33	7.62	14.80	-0.32	29.10	82.10	-6.89
	AT	21.79	39.22	-2.57	-7.31	0.49	7.07	7.64	-0.48	53.67	77.81	-5.57
FORTALEZA	VD	31.10	32.90	-0.95	-9.28	0.37	22.60	17.00	-0.48	51.30	79.60	-6.42
	VN	24.70	44.40	-2.05	-8.24	0.34	23.60	13.10	-0.40	44.20	79.00	-6.23
	ID	30.30	26.20	-0.73	-6.36	0.28	22.60	16.00	-0.49	40.70	81.10	-6.65
	IN	23.70	37.30	-1.54	-8.76	0.37	23.50	12.30	-0.37	28.70	84.90	-7.29
	AT	27.28	28.50	-1.56	-12.97	0.51	21.65	8.62	-0.60	51.68	78.93	-6.19
FOZ DO IGUAÇU	VD	29.30	37.50	-1.21	-3.58	0.29	12.80	19.10	-0.56	52.90	79.80	-6.49
	VN	26.50	44.70	-2.11	-6.02	0.32	17.10	18.90	-0.58	35.80	85.00	-7.39
	ID	23.90	36.20	-0.85	-0.35	0.26	4.94	19.20	-0.31	49.00	79.80	-6.50
	IN	18.50	44.10	-1.85	-1.96	0.27	7.62	23.00	-0.50	29.00	85.70	-7.72
	AT	27.75	57.40	-3.83	-1.10	0.30	1.78	13.64	-0.80	58.14	79.14	-6.20
LONDRINA	VD	28.00	34.30	-0.98	-4.75	0.33	13.80	14.60	-0.31	48.70	80.70	-6.65
	VN	23.00	40.50	-1.82	-7.02	0.38	18.30	11.60	-0.37	32.70	85.00	-7.35
	ID	24.30	36.50	-1.17	-1.88	0.31	2.19	13.90	-0.44	48.00	80.40	-6.57
	IN	19.10	41.50	-1.88	-3.65	0.36	7.68	13.60	-0.40	32.40	85.10	-7.35
	AT	24.60	33.63	-1.31	-4.82	0.40	2.82	9.12	-0.59	55.90	79.06	-6.25
MACEIÓ	VD	30.50	30.30	-0.91	-9.52	0.37	22.70	16.00	-0.48	49.10	79.70	-6.44
	VN	22.70	51.00	-2.58	-5.21	0.25	20.20	18.10	-0.49	39.00	80.40	-6.50
	ID	27.80	34.40	-1.08	-6.67	0.30	20.00	16.80	-0.62	44.30	79.60	-6.36
	IN	20.00	52.60	-2.62	-2.91	0.19	18.90	18.60	-0.64	26.80	84.10	-7.19
	AT	25.35	37.82	-1.58	-8.67	0.40	20.35	8.14	-0.59	55.68	79.14	-6.26

Continua na página seguinte

Tab. D.1 – continuação da página anterior

Local	Período	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
MANAUS	VD	20.40	33.30	-1.37	-7.55	0.44	15.40	12.80	-0.40	28.00	84.90	-7.30
	VN	23.80	47.50	-2.25	-5.91	0.28	23.10	10.60	-0.32	39.50	81.00	-6.64
	ID	39.90	35.70	-0.83	-5.70	0.28	21.60	17.50	-0.67	53.90	79.40	-6.40
	IN	25.00	45.70	-2.08	-6.51	0.29	22.30	14.00	-0.48	38.80	82.60	-6.96
	AT	27.86	39.32	-1.41	-6.59	0.34	20.85	7.39	-0.52	55.45	79.55	-6.35
NATAL	VD	30.90	22.50	-0.47	-8.29	0.32	23.80	15.00	-0.54	41.10	81.40	-6.73
	VN	24.70	31.90	-0.98	-9.17	0.36	23.70	16.00	-0.53	28.90	84.90	-7.29
	ID	28.90	26.50	-0.71	-3.99	0.23	21.20	17.20	-0.52	42.40	74.80	-7.02
	IN	21.40	36.60	-1.38	-4.85	0.24	19.40	18.00	-0.63	26.30	84.80	-7.26
	AT	26.27	30.15	-1.65	-12.69	0.49	21.10	8.83	-0.56	49.27	79.52	-6.24
PETROLINA	VD	31.10	28.90	-0.74	-8.35	0.39	21.30	12.00	-0.39	54.60	79.80	-6.50
	VN	25.30	40.40	-1.84	-7.26	0.38	21.00	14.60	-0.49	34.70	85.20	-7.38
	ID	28.90	22.90	-0.50	-4.71	0.30	17.40	15.70	-0.52	52.20	79.20	-6.34
	IN	22.40	29.30	-1.11	-6.31	0.37	17.80	15.80	-0.51	32.90	85.20	-7.36
	AT	29.60	27.32	-1.28	-10.24	0.48	17.09	11.46	-0.78	56.73	79.76	-6.41
PORTO ALEGRE	VD	29.10	32.70	-0.86	-5.27	0.33	15.90	14.30	-0.27	55.80	81.40	-6.83
	VN	21.70	35.30	-1.33	-7.63	0.39	16.00	13.80	-0.34	31.10	85.20	-7.35
	ID	21.20	32.30	-0.71	-1.36	0.34	6.24	9.98	-0.11	47.90	79.60	-6.41
	IN	12.50	36.10	-1.26	-2.42	0.36	4.30	11.50	-0.26	24.90	84.50	-7.24
	AT	20.48	31.28	-1.29	-3.91	0.45	3.67	8.50	-0.45	57.63	79.99	-6.47
RECIFE	VD	31.80	23.50	-0.46	-9.27	0.35	22.20	13.90	-0.08	51.30	79.70	-6.44
	VN	25.70	29.20	-0.95	-10.90	0.41	21.70	16.50	-0.45	29.50	85.00	-7.31
	ID	29.30	27.20	-0.65	-5.25	0.26	21.10	13.40	-0.37	48.70	79.30	-6.34
	IN	22.60	32.40	-1.20	-7.24	0.33	13.90	18.70	-0.53	27.60	83.90	-7.19
	AT	26.96	29.78	-1.74	-11.23	0.47	17.89	10.93	-0.62	51.72	79.32	-6.27
RIO DE JANEIRO - GALEÃO	VD	30.90	39.90	-1.47	-5.28	0.29	22.30	14.90	-0.35	53.10	80.20	-6.54
	VN	24.60	45.80	-2.17	-6.78	0.30	23.20	10.50	-0.24	38.30	80.50	-6.50
	ID	26.80	37.10	-0.98	-3.82	0.30	17.90	12.70	-0.19	50.60	79.50	-6.40
	IN	19.70	41.80	-1.79	-5.85	0.34	16.20	11.20	-0.28	36.10	80.00	-6.41
	AT	25.22	35.62	-1.36	-6.81	0.41	15.70	5.63	-0.40	57.04	79.13	-6.28
SALVADOR	VD	31.00	32.10	-1.11	-8.84	0.35	22.10	14.40	-0.40	46.40	79.90	-6.45
	VN	24.60	36.80	-1.59	-9.66	0.38	22.40	13.70	-0.44	29.60	85.00	-7.31
	ID	28.50	33.30	-1.04	-5.21	0.27	21.40	10.50	-0.20	47.80	79.00	-6.26
	IN	21.30	40.20	-1.81	-6.42	0.29	19.80	15.60	-0.52	27.80	84.90	-7.30
	AT	26.28	31.39	-1.68	-10.60	0.47	17.70	9.90	-0.66	54.84	78.92	-6.21

Continua na página seguinte

Tab. D.1 – continuação da página anterior

Local	Período	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$	$K_{11}$
SANTA MARIA	VD	27.90	32.80	-0.97	-4.05	0.32	12.40	16.40	-0.24	54.10	80.60	-6.65
	VN	21.20	39.00	-1.65	-5.21	0.35	13.60	14.90	-0.46	35.00	85.30	-7.39
	ID	20.00	29.60	-0.67	-1.81	0.34	4.76	15.20	-0.42	45.30	79.00	-6.24
	IN	14.10	36.50	-1.41	-2.90	0.35	4.59	14.20	-0.40	22.80	83.80	-7.11
	AT	22.39	30.98	-1.13	-2.75	0.39	2.98	10.48	-0.72	57.92	79.18	-6.30
SANTARÉM	VD	31.50	32.50	-0.70	-6.91	0.32	21.80	12.50	-0.43	53.00	79.70	-6.44
	VN	24.70	45.40	-2.07	-6.10	0.29	21.70	13.20	-0.43	31.90	84.50	-7.28
	ID	33.60	28.80	-0.52	-7.43	0.31	20.80	17.80	-0.59	54.30	79.60	-6.44
	IN	25.60	47.40	-2.26	-5.62	0.27	20.30	18.70	-0.65	32.60	85.10	-7.35
	AT	29.71	30.55	-1.25	-12.64	0.49	21.56	7.70	-0.43	56.02	79.38	-6.33
SANTOS	VD	29.70	36.80	-1.12	-6.42	0.32	20.50	15.20	-0.42	53.30	80.60	-6.65
	VN	22.80	49.00	-2.38	-4.61	0.25	22.20	15.40	-0.39	35.10	84.60	-7.33
	ID	25.30	36.80	-0.92	-3.43	0.30	13.10	15.90	-0.20	52.50	79.10	-6.32
	IN	17.50	47.30	-2.11	-2.70	0.24	15.80	13.50	-0.30	29.40	81.70	-6.48
	AT	27.91	57.10	-3.91	-4.19	0.34	9.94	9.70	-0.70	61.02	79.50	-6.51
SÃO LUIZ	VD	30.90	31.30	-0.85	-9.59	0.39	23.30	11.60	-0.29	51.60	79.60	-6.42
	VN	23.90	41.50	-1.80	-8.15	0.36	22.20	11.80	-0.24	33.60	83.10	-6.98
	ID	31.50	26.90	-0.71	-6.44	0.29	24.00	11.50	-0.06	53.30	79.60	-6.44
	IN	23.50	35.40	-1.35	-7.43	0.37	22.00	16.20	-0.55	30.30	83.60	-7.19
	AT	27.39	31.26	-1.48	-13.02	0.51	22.24	7.65	-0.49	53.86	79.49	-6.34
URUGUAI-ANA	VD	29.00	28.80	-0.78	-4.01	0.33	13.50	10.20	-0.22	50.90	81.80	-6.87
	VN	18.80	36.40	-1.31	-4.25	0.32	13.30	12.30	-0.19	26.50	84.80	-7.27
	ID	20.10	23.30	-0.34	-0.82	0.32	1.86	12.00	-0.35	42.50	79.40	-6.33
	IN	10.90	29.30	-0.95	-1.73	0.38	1.93	13.50	-0.40	20.70	84.40	-7.17
	AT	22.98	28.20	-1.30	-3.10	0.45	-0.87	9.98	-0.27	59.15	79.20	-6.31
VITÓRIA	VD	29.80	23.20	-6.43	-9.03	0.38	21.40	12.80	-0.31	46.20	76.80	-6.48
	VN	23.40	33.80	-1.37	-10.00	0.44	20.10	13.90	-0.40	40.20	80.50	-6.54
	ID	26.50	24.00	-0.52	-7.82	0.41	16.80	12.50	-0.34	52.30	79.40	-6.39
	IN	18.80	33.90	-1.35	-8.19	0.44	15.50	13.80	-0.39	35.40	79.30	-6.24
	AT	24.48	34.62	-1.92	-9.78	0.47	14.91	9.67	-0.69	54.15	79.24	-6.28